

Національна академія наук України
Інститут електродинаміки

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
“Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського”

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

БЛІНОВ ІГОР ВІКТОРОВИЧ



УДК 621.311

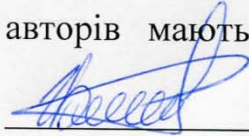
ДИСЕРТАЦІЯ

**НАУКОВІ ОСНОВИ ОРГАНІЗАЦІЇ ВЗАЄМОДІЇ СЕГМЕНТІВ
РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

05.14.01 – енергетичні системи та комплекси
галузь знань – технічні науки

Подається на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень.
Використання ідей, результатів і текстів інших
авторів мають посилання на відповідне джерело



І.В. Блінов

Науковий консультант – Кириленко Олександр Васильович, доктор технічних наук, професор, академік НАН України

Київ – 2018

АНОТАЦІЯ

Блінов І.В. Наукові основи організації взаємодії сегментів ринку електричної енергії. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси» (141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). – Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Національний технічний університет України “Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського”, Київ, 2018.

У першому розділі досліджені організаційні засади функціонування оптового ринку електроенергії в Україні. Виконано критичний аналіз діючої моделі оптового ринку електроенергії України та визначені цілі його подальшого розвитку.

Дослідження принципів організації загальноєвропейського ринку електроенергії та вимог ENTSO-E дозволило вперше в Україні побудувати гармонізовану з європейськими вимогами рольову модель лібералізованого ринку електроенергії в цілому та окремих його сегментів, а також гармонізувати ролі учасників та організацію цього ринку з європейськими моделями на основі використання формалізованого підходу до опису їх складових. Виконані дослідження дозволили привести розподіл ролей в лібералізованій моделі ринку електричної енергії України у відповідність із європейською гармонізованою моделлю. Показано, що окремі відмінності при цьому не впливають суттєвим чином на загальне подання моделі і стосуються виключно перерозподілу та закріплення відповідних ролей.

Структуровано за критеріями організаційного розподілу і функціонального наповнення опис інформаційних систем окремих суб’єктів ринку електричної енергії, як складових системи управління ринком електричної енергії України.

Розроблені пропозиції щодо імплементації європейської нормативної та регламентуючої бази, необхідної для впровадження розглянутих складових системи управління ринком електричної енергії України. Зокрема, сформовано перелік регламентуючих європейських документів та міжнародних стандартів

щодо процесів інформаційного обміну на ринку електричної енергії, адаптовані аналоги яких необхідно впровадити в Україні.

Другий розділ присвячено вирішенню проблеми економічного стимулювання виробників електроенергії до надання системному оператору послуг з регулювання режимів ОЕС України шляхом розвитку підходів до визначення вартісних показників та розробкою методів і практичних методик розрахунку платежів виробникам електричної енергії за надання таких послуг на різних етапах впровадження конкурентної моделі ринку допоміжних послуг.

Наведені результати аналізу та досліджень підходів до організації ринків допоміжних послуг на ринках електроенергії різних країн, передусім – країн Європи. Показано, що на європейських ринках електроенергії наразі тривають процеси приведення складу, технічних вимог та ціноутворення у сегментах допоміжних послуг до єдиних загальноєвропейських стандартів.

Досліджені характеристики витрат електростанції при утриманні резервів на завантаження та розвантаження енергоагрегатів для надання послуг із первинного та вторинного регулювання частоти в енергосистемі. Запропоновано оцінювати вартість стану готовності електростанції до надання послуг із первинного та вторинного регулювання частоти за значеннями вигоди, втраченої внаслідок утримання резервів для надання таких послуг, та розроблені відповідні математичні моделі.

Досліджені технологічні особливості регулювання напруги та реактивної потужності синхронними генераторами та проведений аналіз публікацій щодо ціноутворення за надання ДП в країнах Європи та США. Відзначена відсутність в Україні нормативно-регламентуючої бази та технічних засобів оцінювання меж статичної стійкості генераторів електростанцій в різних режимах їх роботи. Враховуючи, що середній рівень завантаження теплових електростанцій в Україні становить понад 85%, запропоновано оцінювати значення вигоди, втраченої внаслідок зниження активного навантаження генератора для регулювання реактивної складової, по обмеженню струму термічної стійкості якоря, адекватна інформація про яке наразі присутня для генераторів всіх теплових електростанцій

України. Розроблені методи та математичні моделі оцінки вартості витрат, які несе електростанція при наданні послуги з регулювання напруги та реактиву в енергосистемі.

У третьому розділі проаналізовані механізми врахування обмежень на обмін електроенергією в магістральних електричних мережах енергосистем. Обґрунтована необхідність проведення досліджень для визначення доцільності та ефективності врахування обмежень на обмін електроенергією по магістральним електричним перетинам в різних сегментах ринку електроенергії, передусім – у сегменті ринку «на добу наперед» (РДН).

За результатами аналізу особливостей механізмів міждержавних об'єднань ринків електроенергії в Європі та нормативних документів комісії ЄС визначені основні підходи до вирішення системних обмежень. Здійснено критичний аналіз існуючих методів врахування обмежень на обмін електроенергією по електричним перетинам в організованих сегментах ринків електроенергії, зокрема Flow-base Market Coupling та Decentralized Market Coupling. Зроблено висновок про актуальність проблеми розробки методу врахування обмежень на обмін електроенергією між окремими ціновими областями ринку в сегменті РДН, який не накладає обмежень ні на структуру електричних мереж, ні на типи цінових заявок, які використовують учасники торгів на РДН.

З огляду на потребу у застосуванні механізмів явних та неявних аукціонів торгівлі пропускнуою спроможністю міждержавних електричних перетинів на різних етапах інтеграції ринку електроенергії України до ENTSO-E, запропоновано та розроблено новий метод дворівневого розрахунку результатів об'єднаного явного аукціону пропускнуї спроможності міждержавних перетинів України з країнами Європи, який на відміну від існуючих дозволяє здійснювати комплексний аналіз балансу імпорту та експорту електроенергії за фізичними обсягами потоків електроенергії через міждержавні перетини з урахуванням цінових заявок різних типів.

Розроблено метод оцінки доцільності врахування мережевих обмежень в сегменті РДН, який надалі був використаний для практичного аналізу впливу таких обмежень на результати функціонування організованих сегментів ринку електроенергії України при їх взаємодії.

З метою виконання подальших досліджень розроблена універсальна імітаційна модель двостороннього аукціону, в якій реалізовані функціональні можливості щодо аналізу цінових заявок різних типів. Імітаційна модель використана для перевірки результатів теоретичних досліджень та виконання експериментальних розрахунків підчас аналізу різних правил ціноутворення на РДН та удосконалена за результатами цих досліджень.

У четвертому розділі відображені дослідження впливу структури попиту та пропозиції на результати рішення задачі врахування обмежень на обмін електроенергією по магістральним електричним перетинам для біржі електроенергії.

Розроблено методику дослідження впливу відношень між попитом та пропозицією на потенціал експорту і ємність імпорту у ціновій зоні, суть якої полягає у виділенні цінових діапазонів з незмінними властивостями відношень між попитом та пропозицією. За результатами досліджень виділені 8 варіантів відношень між попитом та пропозицією, для яких потенціал експорту і ємність імпорту оцінюються окремими математичними залежностями. За результатами додаткових досліджень дисбалансів між попитом та пропозицією сформовані математичні моделі функції чистого експорту, які відображають різні особливості процесів сполучення ринків електроенергії.

Розроблені моделі функцій чистого експорту використані в теоретичних та експериментальних дослідженнях, за результатами яких визначені властивості функцій чистого експорту як критерії оцінки потенціалу експорту і ємності імпорту окремого ринку електроенергії, а також характерні особливості порівняльного аналізу функцій чистого експорту при рішенні задачі визначення оптимальних обсягів обміну електроенергією між сполучуваними ринками.

В роботі обґрунтовано можливість розв'язання задачі пошуку оптимальних значень обміну електроенергією між сполучуваними ринками електроенергії з урахуванням обмежень на потоки електроенергії по електричним перетинам в сегменті РДН цільовою функцією мінімізації різниці граничних цін у сполучуваних ринках, що дозволило поєднати формалізми аналізу топологічного графу електричної мережі та пошуку балансу попиту і пропозиції на двосторонньому

аукціоні. Розроблено метод рішення задачі пошуку оптимальних значень обміну електроенергією між сполучуваними ринками електроенергії, який використовує апарат функцій чистого експорту для точного відображення відношень між попитом та пропозицією та функції аналізу топологічного графу електричних мереж для аналізу довільної структури сполучуваних цінових зон.

За відображеними в розділі результатами досліджень розвинуто наукові основи вирішення проблеми врахування технологічних обмежень на потоки електроенергії по магістральним лініям електропередавання в сегменті РДН створенням методу та моделей, які, на відміну від існуючих, дозволяють здійснювати аналіз відповідних обмежень на ринках електроенергії із довільною структурою електричних мереж, не вимагають лінеаризації функції пропозиції і не накладають обмежень на типи цінових заявок, поданих учасниками цього сегменту ринку електричної енергії.

У п'ятому розділі висвітлені практичні аспекти організації лібералізованої моделі ринку електроенергії в Україні з огляду на плани подальшого розвитку української електроенергетики у напрямку інтеграції з європейськими енергосистемами та перспектив сполучення ринку електроенергії України або його окремих частин з ринками країн Європи.

Аналіз наслідків виділення Бурштинського енергоострова (БЕО) у сегменті РДН України у порівнянні із рішенням задачі врахування обмежень на обмін електроенергією в магістральних електричних мережах ОЕС України виключно механізмами балансуючого ринку засвідчив економічну перевагу рішення про запровадження зональної моделі ціноутворення на РДН України. За результатами експериментальних розрахунків підтверджено, що реалізація зональної моделі ціноутворення у сегменті РДН дозволяє уникнути завищення вартості електроенергії в межах України, але при цьому зберігається можливість додаткових втрат в процесі подальшої інтеграції ОЕС України до ENTSO-E та сполученні ринків електроенергії країн Європи та України. Доведено, що організація спільного РДН для цих складових ОЕС України без врахування системних та мережових обмежень

призводитиме до суттєвого підвищення вартості врегулювання системних обмежень у тарифі системного оператора.

Здійснено оцінку експортного потенціалу ОЕС України на прикладі сполучення БЕО з енергосистемами Угорщини та Румунії в сегменті РДН. За результатами експериментальних досліджень доведено необхідність врахування резервів потужностей, утримуваних енергоагрегатами електростанцій під потреби регулювання режиму, як при моделюванні РДН України, так і при оцінці наслідків впровадження проектів інтеграції ОЕС України до європейських енергосистем. Відзначено наявність суттєвого експортного потенціалу ОЕС України у випадку інтеграції з енергосистемами ENTSO-E.

Розроблено концепцію побудови та сформовано вимоги до імітаційної моделі РДН як складової системи імітаційного моделювання сегментів лібералізованої моделі ринку електроенергії України, що передбачає явне та неявне врахування мережних обмежень в цьому сегменті ринку електричної енергії необхідне на різних етапах інтеграції України до європейських ринків. Реалізація концепції дозволяє побудувати інструментарій аналізу наслідків прийняття управлінських рішень щодо організації функціонування, впровадження способів та процесів ціноутворення при формуванні правил функціонування РДН України з урахуванням майбутньої інтеграції ринків електроенергії України та країн Європи, зокрема і оцінки наслідків запровадження в Україні зональної моделі ціноутворення в цьому сегменті ринку.

Ключові слова: ринок електричної енергії, ринок допоміжних послуг, ринок «на добу наперед», балансуючий ринок, електроенергетична система, виробництво електричної енергії, зональна модель ціноутворення, імітаційне моделювання, рольова модель, мережеві обмеження, пропускна спроможність, інформаційна система, магістральні електричні мережі, оператор ринку.

Перелік публікацій здобувача за темою дисертації

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. К.: Наукова думка, 2015. 250 с.
2. Блінов І.В. Методи дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг з регулювання частоти в частині завантаження енергоблоків в ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 1(32). С. 38 – 44.
3. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. Вип. 45. С. 34 – 39.
4. Блінов І.В., Парус Є.В. Вимоги до математичного забезпечення балансуєчого ринку електричної енергії України. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 30 – 32.
5. Блінов І.В., Парус Є.В. Спосіб реалізації аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів між ринками електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 56 – 58.
6. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 81 – 88.
7. Блінов І.В., Парус Є.В. Особливості використання функцій чистого експорту при врахуванні мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». *Технічна електродинаміка*. 2015. № 6. С. 63 – 68.
8. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55 – 60.

9. Блинов И.В., Денисюк С.П., Кириленко О.В. и др. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко. К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. 408 с.

10. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 47 – 48.

11. Кириленко О.В. Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Інформаційно-технологічні системи конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2009. № 19. С. 16 – 22.

12. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. Вип. 25. 2010. С. 5 – 13.

13. Кириленко О.В., Блінов І.В. Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 2. С. 36 – 43.

14. Кириленко О.В., Блінов І.В., Попович В.І., Олефір Д.О. Методологія об'єктно-орієнтованого моделювання для опису функціонування конкурентного оптового ринку електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 1(24). С. 5 – 10.

15. Блінов І.В., Попович В.І. Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. № 3(26). С. 5 – 11.

16. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б., Танкевич С.Є. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2013. Вип. 35. С. 23 – 29.

17. Блінов І.В., О.Б. Рибіна, Є.В. Парус, С.Є. Танкевич. Математична модель розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів між двома ринками

електричної енергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2014. Вип. 37. С. 125 – 130.

Наукові праці, що засвідчують апробацію матеріалів дисертації

18. Кириленко О.В. Блінов І.В., Танкевич С.Є. Побудова бізнес-інформаційних моделей організації енергетичного менеджменту при впровадженні нової моделі ринку електроенергії України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 3. С. 7 – 14.

19. Блінов І.В. Методи та моделі забезпечення функціонування конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Вісник НАН України*. 2013. №6. С. 81 – 87.

20. Блінов І.В., Парус Є.В., Самков О.В., Танкевич С.Є. Аспекти формалізації опису процесів та стандартизації інформаційного обміну в автоматизованій системі оператора балансуєчого ринку електричної енергії. *Наукові записки УНДІЗ*. № 4(20). 2011. С. 73 – 77.

21. Блінов І.В., Попович В.І., Казанська О.Г., Євдокимов В.А. Побудова рольової моделі біржі електричної енергії України. *Технічна електродинаміка. Тем. вип.: Силова електроніка та енергоефективність*. 2010. Ч.2. С. 140 – 145.

22. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 33. С. 128 – 133.

23. Блінов І.В. Аспекти функціонування балансуєчого ринку електроенергії України. *Вісник Вінницького політехнічного інституту* №1 (100). 2012. С.114 – 115.

24. Blinov I., Parus E. Approach of Reactive Power Pricing for Ancillary Service of Voltage Control in Ukraine. *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2014 IEEE International Conference on*. 2014. P. 145 – 148.

25. Blinov Ihor, Tankevych Serhii. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2016 2nd International Conference on*. 2016. DOI: 10.1109/IEPS.2016.7521861

26. Блінов І.В., Попович В.І., Корхмазов Г.С. Побудова рольової моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії України *Технічна електродинаміка. Тем. вип.: Проблеми сучасної електротехніки*. 2010. Ч.1. С. 43 – 48. або Ч.2. С. 67 – 72.

27. ДСТУ-П ІЕС/TR 62325-101:2012. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 101. Загальні положення. – Введ. 2013-07-01. – К.: Мінекономрозвитку України, 2013. — V, 28 с. — (Національний стандарт України).

28. ДСТУ-П ІЕС/TR 62325-102:2012. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 102. Приклад моделі енергетичного ринку. – Введ. 2013-05-01. – К.: Мінекономрозвитку України, 2013. — V, 32 с. — (Національний стандарт України)

29. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 501. Загальні настанови щодо використання ebXML (ІЕС/TR 62325-501:2005, IDT): ДСТУ ІЕС/ TR 62325-501:2013. - К. : Мінекономрозвитку України, 2014. — VI, 39 с. — (Національний стандарт України).

30. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 502. Профіль ebXML (ІЕС/TS 62325-502:2005, IDT): ДСТУ ІЕС/TS 62325-502:2013. - К.: Мінекономрозвитку України, 2014. — IV, 23 с. — (Національний стандарт України).

31. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 3. Актуальні питання модернізації енергетичного сектору України: методичні вказівки для самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання / [Блінов І.В., Парус

Є.В., Казанський С.В. та ін.; Уклад.: Казанський С.В., відповідальний ред. Кацадзе Т.Л.] – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 152 с.

32. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 1. Особливості запровадження та реформування: методичні вказівки для самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання / [Блінов І.В., Парус Є.В., Гварішвілі О.Й., Казанський С.В., та ін.; Уклад.: Казанський С.В., відповідальний ред. Кацадзе Т.Л.] – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 250 с.

33. Zhuikov V, Pichkalov I, Boyko I, Blinov I. Price formation in the energy markets of Ukraine//Electronics and Nanotechnology (ELNANO), 2015 IEEE 35th International Conference on.

Наукові праці, що додатково відображають наукові результати дисертації

34. Блінов І.В. Зональне ціноутворення як спосіб врахування мережевих обмежень на біржі електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. № 2(25). С. 49 – 53.

35. Блінов І.В. Процеси інформаційного обміну при плануванні графіків роботи учасників конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип. 30. С. 18 – 23.

36. Блінов І.В., Самков О.В., Кириленко В.В. Методологія побудови моделі ринку електроенергії на основі вимог національного стандарту. *Стандартизація, сертифікація та якість*. 2013. № 6. С. 15 – 20.

37. Блінов І.В., Корхмазов Г.С. Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задачі короткострокового прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Тем. вип.:*

Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку. 2009. С. 15 – 22.

38. Блінов І.В., Попович В.І., Самков О.В., Старинець В.Д., Танкевич С.Є. Схеми ідентифікації учасників та об'єктів на конкурентному ринку електричної енергії. *Гідроенергетика України.* 2011. № 1. С. 18 – 21.

39. Артемчук В. О., Білан Т. Р., Блінов І. В. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики. За ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан. К: 2017. 312 с. ISBN 978-966-02-8331-2.

40. Блинов И.В., Парус Е.В.. Объединение рынков электроэнергии в странах Европы: метод на основе потокораспределения. *Електропанорама.* 2014. №9. С.22 – 25.

41. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуєчого ринку електроенергії з урахування системних обмежень на параметри ОЕС України // *Технічна електродинаміка.* 2017. №6. С.72 – 79.

42. Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Зозуля А.М. Короткострокове прогнозування оптових цін на електричну енергію з використанням радіально-базисних штучних нейронних мереж. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України.* 2009. Вип. 24. С. 23 – 31.

43. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: теоретичний огляд. *Електропанорама.* 2012. № 6. С. 36 – 39.

44. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч. *Електропанорама.* 2012. № 7-8. С. 25 – 27.

45. Блінов І.В., Парус Є.В. Зниження маржинальних цін на біржі електроенергії за рахунок оптимізаційного розподілу цінонезалежних пропозицій виробників. *Проблеми загальної енергетики.* 2011. Вип. 4(27). С. 13 – 17.

46. Блінов І.В., Парус Є.В. Підхід до формування лотів виробників на аукціоні з купівлі-продажу електричної енергії *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. – Вип.28. – С. 20 – 25.

47. Блінов І.В., Парус Є.В., Г.А. Іванов. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України. *Електропанорама*. 2016. №№4-5. С. 8 – 12.

48. Блінов І.В., Парус Є.В.. Аспекти використання ліній чистого експорту для об'єднання трьох ринків електроенергії. *Електропанорама*. 2013. № 11. С. 21 – 23.

49. Блінов І.В., Парус Є.В.. Визначення складових плати за готовність до надання допоміжних послуг із регулювання частоти в ОЕС України. *Електропанорама*. 2013. № 1 – 2. С. 42 – 45.

50. Блінов І.В., Парус Є.В.. Зональне врахування мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». Загальний огляд. *Електропанорама*. 2013. № 5. С. 33 – 35.

51. Блінов І.В., Парус Є.В.. Особливості об'єднання двох ринків електроенергії з використанням ліній чистого експорту. *Електропанорама*. 2013. № 9. С. 50 – 52.

52. Блінов І.В., Попович В.І., Олефір Д.О. Об'єктно-орієнтована модель конкурентного ринку та її побудова. *Енергетика та електрифікація*. 2011. №6. С. 3 – 10.

53. Блінов І.В., Самков О.В., Кириленко В.В. Танкевич С.Є. Проблеми і перспективи стандартизації у сфері керування електроенергетичними об'єктами та системами в Україні. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2015. № 6 (97). С. 3 – 11.

54. Блінов І.В., Самков О.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Танкевич С.Є. Аспекти побудови комунікаційних мереж конкурентного ринку електричної енергії на основі сучасних мережевих технологій. *Промелектро*. 2010. №1. С. 26 – 30.

55. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України О.В. Кириленко. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с. ISBN 978-966-02-7913-1.

56. Кириленко В.В., Блінов І.В. Україна та світ: нормативне забезпечення інтелектуальних електроенергетичних систем за концепцією Smart Grid. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2014. № 4 (89). С. 38 – 44.

57. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Е.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2010. № 3. С. 5 – 12.

58. Кириленко О.В., І.В. Блінов, Г.С. Корхмазов, В.І. Попович. Побудова рольової моделі сегменту конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні. *Гідроенергетика України*. 2010. № 1. С. 11 – 20.

59. Самков О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Аспекти використання технології eXML для забезпечення комунікацій на ринку електричної енергії. Збірник тез VIII Міжнародної науково-технічної конференції «Сучасні інформаційно-комунікаційні технології». ДУІКТ. 2012. С. 186 – 188.

ANNOTATION

Blinov I.V. Scientific fundamentals of the interaction of the electricity market segments. – Qualifying scientific work on the rights of manuscripts. Dissertation for obtaining a scientific degree of doctor of technical sciences in specialty 05.14.01 - energy systems and complexes. – The Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Kyiv, 2017.

The first chapter researches the organizational functioning principles of the wholesale electricity market in Ukraine. A critical analysis of the current wholesale electricity market model of Ukraine was performed and the goals of its further development were determined.

The study of the principles of the organization of the pan-European electricity market and ENTSO-E requirements allowed for the first time in Ukraine to construct a role model of a liberalized electricity market in general and its separate segments, harmonized with European requirements, as well as to harmonize the role of participants and the organization of this market with European models based on the use of the formalized approach to description of their components. The carried out researches allowed to bring distribution of roles in the liberalized model of the Ukrainian electricity market in accordance with the European harmonized model. It is shown that individual differences do not substantially affect the overall representation of the model and relate exclusively to the redistribution and consolidation of the respective roles.

It is structured according to the criteria of organizational distribution and functional filling of the information systems of individual subjects of the market of electric energy, as components of the control system of the market of electricity of Ukraine.

The proposals on the implementation of the European normative and regulatory framework necessary for the implementation of the considered components of the Ukrainian electricity market control system have been developed. In particular, the list of regulating European documents and international standards concerning the processes of information exchange in the market of electricity has been formed, adapted analogues which are needed to be implemented in Ukraine.

The second chapter is devoted to solving the problem of economic incentives for electricity producers to provide the system operator with the services of regulating the regimes of the IPS of Ukraine by developing approaches to the definition of cost indicators and developing methods and practical methodologies for calculating payments to electricity producers for the provision of such services at various stages of the introduction of a competitive model of the ancillary services market.

Presented the results of analysis and researches of approaches to the organization of ancillary services markets on the electricity markets at different countries, first of all - countries of Europe. It has been shown that the European electricity markets are currently undergoing process of bringing the composition, technical requirements and pricing in the ancillary services segments to the common European standards.

The characteristics of the power plant's expenses are researched at maintenance of reserves for loading and unloading of power aggregates for the provision of primary and secondary frequency regulation services in the power grid. It is proposed to assess the costs of the state of the power plant readiness for the provision of primary and secondary frequency regulation services based on the value of the benefit lost as a result of the maintenance of reserves for the provision of such services and the development of appropriate mathematical models.

The technological features of regulation of voltage and reactive power by synchronous generators have been investigated and the analysis of publications on pricing for the provision of ancillary services in the countries of Europe and the USA has been carried out. The absence of a normative and regulatory framework and technical means for assessing the limits of static stability of power generators in different modes of their operation are noted in Ukraine. Taking into account that the average level of loading of thermal power plants in Ukraine is more than 85%, it is proposed to estimate the value of the benefit lost as a result of reducing the active load of the generator to regulate the reactive component, by limiting the current of thermal stability of the anchor, adequate information about which is presently available for generators of all thermal power plants in Ukraine. Developed methods and mathematical models of estimation of the cost of

expenses borne by the power plant when rendering services on voltage regulation and reagents in the power system.

The third chapter analyzes the mechanisms for taking into account restrictions on the exchange of electricity in main electrical grids of power systems. Substantiated the necessity of carrying out researches for the purpose of determining the expediency and efficiency of taking into account the restrictions on electricity exchange by main electric crossings in different segments of the electricity market, in particular - in the market segment "day ahead" (DAM).

The results of the analysis of the peculiarities of the mechanisms of intergovernmental unions of electricity markets in Europe and the normative documents of the Commission of the EU identified the main approaches to resolving system constraints. A critical analysis of the existing methods for taking into account the constraints on electricity exchange by electrical crossings in organized segments of the electricity markets, in particular Flow-base Market Coupling and Decentralized Market Coupling, is carried out. The conclusion is made on the urgency of the problem of developing a method for taking into account the restrictions on the exchange of electricity between separate price areas of the market in the DAM segment, which does not impose restrictions on the structure of electric networks, nor on the types of price applications used by bidders at the DAM.

Taking into account the need for the use of mechanisms for explicit and implicit auctions of trade through the capacity of interstate electric crossings at different stages of integration of the Ukrainian electricity market to the ENTSO-E, a new method of two-level calculation of the results of the combined explicit auctioning of the capacity of the interstate crossings of Ukraine with the countries of Europe has been proposed and developed, which, unlike existing ones, allows for a comprehensive analysis of the balance of imports and exports of electricity by physical volumes of electric flows through interstate intersections considering different bidding types.

A method for evaluating the expediency of taking into account network constraints in the DAM segment was developed, which was further used for practical analysis of the

effect of such restrictions on the results of the functioning of the organized segments of the Ukrainian electricity market during their interaction.

In order to carry out further research, a universal imitation model of a bilateral auction has been developed, in which functional capabilities for the analysis of price applications of various types are implemented. The imitation model is used to test the results of theoretical studies and to perform experimental calculations during the analysis of various pricing rules at the DAM and is refined based on the results of these studies.

In the fourth section the studies of the influence of demand and supply structure on the results of the solving of the problem of taking into account the restrictions on the exchange of electricity by main electric crossings for the electricity exchange are reflected.

A methodology for studying the influence of the relationship between demand and supply on the export potential and the import capacity in the price zone, the essence of which is the allocation of price ranges with unchanged properties of the relation between demand and supply, is developed. According to research results, eight variants of the relation between demand and supply have been distinguished, for which the export potential and import capacity are estimated by separate mathematical dependencies. According to the results of additional studies of imbalances between supply and demand, the mathematical models of net export curves are presented, which reflect the various features of the processes of connecting the electricity markets.

The developed models of net export curves are used in theoretical and experimental studies, the results of which determine the properties of net export curves as criteria for assessing the export potential and the capacity of imports of a separate electricity market, as well as features of the comparative analysis of net export curves in solving the problem of determining the optimal volume of electricity exchange between connected markets.

The paper substantiates the possibility of solving the problem of finding the optimal values for the exchange of electricity between the connected electricity markets, taking into account the constraints on electric power flows through the electrical crossings in the DAM segment, by the objective function of minimizing the marginal price difference in the connected markets, which allowed combining the formalities of the analysis of the

topological graph of the electric network and the search balance of supply and demand at a bilateral auction. The method of solving the problem of finding the optimal values of the exchange of electricity between the connected electricity markets, which uses the apparatus of net export curves, is used to accurately reflect the relation between demand and supply and the function of the analysis of the topological graph of electrical networks for the analysis of the voluntary structure of the connected price zones.

According to the displayed results of the research in the chapter, developed scientific basis to solve the problem taking into account technological constraints on the flow of electricity on the main transmission line in DAM segment by creation of methods and models which, unlike the existing ones, allow analysis of relevant restrictions on electricity markets with voluntary structure of power networks, do not demand linearization of the supply function and do not impose restrictions on the types of price applications submitted by the participants in this segment of the electricity market.

The fifth section covers the practical aspects of organizing a liberalized model of the electricity market in Ukraine in view of the plans for the further development of Ukrainian electricity in the direction of integration with the European energy systems and the prospects of connecting the Ukrainian electricity market or its parts with the markets of Europe.

Analysis of the effects of selection Burshtyn Energy Island in Ukraine DAM segment compared to the solution of the problem on account of restrictions on sharing power in the main power network of IPS Ukraine by solely balancing market mechanisms demonstrated economic advantage decision to introduce zonal pricing for DAM segment of Ukraine. The results of experimental calculations confirmed that the implementation of zonal pricing in the DAM segment to avoid unwarranted overvaluation of electricity in Ukraine, but it is still a possibility of additional losses in the further integration of IPS Ukraine into ENTSO-E and a connection of electricity markets in Europe and Ukraine. It is proved that the organization of the connected “day ahead” market for these components of the IPS of Ukraine without taking into account system and network restrictions will lead to a significant increase in the cost of settling system restrictions in the tariff of the system operator.

The estimation of the export potential of the IPS of Ukraine was made on the example of the connection of the Burshtyn Energy Island with the power systems of Hungary and Romania in the DAM segment. According to the results of experimental research, the necessity of taking into account the reserves of capacities kept by the power units of power plants for the needs of regulation of the regime, both during the modeling of DAM of Ukraine, and in the assessment of the integration projects implementation consequences of the IPS of Ukraine to European energy systems has been proved. The presence of significant export potential of the IPS of Ukraine in case of integration with ENTSO-E energy systems is noted.

The concept of construction is developed and requirements regarding imitation model of DAM as a component of segments of liberalized electricity market imitation models of Ukraine provides implicit and explicit consideration of network constraints in this electricity market segment needed at different stages of integration of Ukraine into European markets. The implementation of the concept allows to build tools to analyze the consequences of managerial decisions on the operation organization, implementation methods and processes of pricing in the formation of the rules of DAM operation of Ukraine in view of the future integration of electricity markets of Ukraine and Europe, including the assessment of the consequences of implementation in Ukraine of zonal pricing in this market segment.

Keywords: electricity market, ancillary services market, "day ahead" market, balancing market, power system, electricity production, zonal pricing model, imitation modeling, role model, network congestions, capacity, information system, main electrical networks, market operator.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	27
ВСТУП.....	29
РОЗДІЛ 1 ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ОПТОВОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ	47
1.1 Діюча модель оптового ринку електроенергії України та цілі її подальшого розвитку.....	47
1.1.1 Загальні підходи до організації функціонування оптових ринків електроенергії	50
1.1.2 Недоліки існуючої моделі оптового ринку електричної енергії України та цілі його подальшого розвитку	54
1.2 Засади функціонування ринку лібералізованого ринку електричної енергії України та проблеми її практичного впровадження	57
1.3 Побудова рольових моделей організації взаємодії учасників лібералізованого ринку електричної енергії України	66
1.4 Основні складові системи управління ринком електроенергії, вимоги ENTSO-E та міжнародні стандарти з організації інформаційного обміну на ринку електричної енергії.....	97
1.4.1 Функціональний розподіл складових системи управління ринком електроенергії	97
1.4.2 Вимоги ENTSO-E та міжнародні стандарти з організації інформаційного обміну на ринку електричної енергії.....	102
1.5 Висновки до розділу 1	109
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ВАРТІСНИХ ПОКАЗНИКІВ НАДАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ З РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ... ..	111
2.1 Огляд допоміжних послуг та методи оплати за їх надання в країнах Європи	111
2.2 Організаційні засади функціонування та основи ціноутворення на ринку допоміжних послуг України	119

2.3	Допоміжні послуги з регулювання частоти в ОЕС України та складові ціноутворення за їх надання.....	128
2.4	Методи дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг з регулювання частоти в ОЕС України.....	142
2.5	Методи визначення втрат електростанцій при наданні допоміжної послуги з регулювання напруги в ОЕС України	158
2.6	Висновки до розділу 2	175
РОЗДІЛ 3 СПОСОБИ ТА МЕТОДИ ВРАХУВАННЯ ОБМЕЖЕНЬ НА ОБМІН ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....		177
3.1	Механізми врахування обмежень на обмін електроенергією в електричних мережах.....	177
3.2	Розвиток європейських ринків електроенергії в напрямку формування єдиного загальноєвропейського ринку	191
3.3	Методи врахування обмежень на обмін електроенергією на енергетичних біржах Європи.....	199
3.4	Механізми врахування обмежень на обмін електричною енергією в ОЕС України	209
3.4.1	Механізми розвитку міждержавної торгівлі електричною енергією для ОЕС України	209
3.4.2	Аналіз доцільності врахування обмежень обмін електричною енергією для сегменту РДН України.....	215
3.4.3	Основні вимоги до функцій імітаційного моделювання погодинних торгів на РДН України	222
3.5	Висновки до розділу 3	225
РОЗДІЛ 4 МЕТОД ВИРІВНЮВАЛЬНИХ ПОТОКІВ ДЛЯ ВРАХУВАННЯ ОБМЕЖЕНЬ НА ОБМІН ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ МІЖ СПОЛУЧУВАНИМИ РИНКАМИ		227
4.1	Моделі функцій чистого експорту для відображення структури попиту та пропозиції у ціновій зоні	227

4.2	Особливості аналізу цінових заявок різних типів при побудові функцій чистого експорту	239
4.3	Аналіз властивостей функцій чистого експорту для розв’язання задачі сполучення двох ринків електроенергії.....	242
4.4	Метод вирівнювальних потоків для врахування обмежень на обмін електроенергією у сполучуваних ринках	266
4.4.1	Концепція метода вирівнювальних потоків	266
4.4.2	Подання структури сполучуваних ринків електроенергії топологічним графом	268
4.4.3	Математична модель пошуку оптимального значення потоку електроенергії	270
4.4.4	Розрахунок вирівнювального потоку між двома ринками електроенергії ..	272
4.4.5	Організація ітераційного процесу для розв’язання задачі розрахунку потоків електроенергії між ціновими областями.....	278
4.5	Висновки до розділу 4	283
РОЗДІЛ 5 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ОРГАНІЗАЦІЇ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ.....		285
5.1	Оцінка доцільності виділення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону у сегменті РДН України.....	285
5.2	Комплексна оцінка експортного потенціалу ОЕС України	294
5.2.1	Методика організації експериментальних досліджень для оцінки експортного потенціалу ОЕС України	294
5.2.2	Вплив обмежень для виробничих потужностей електростанцій, пов’язаних із наданням допоміжних послуг, на результати торгів ринку «на добу наперед»	303
5.2.3	Оцінка наслідків підключення енергоблоку Хмельницької АЕС до Бурштинського енергоострова для ринку «на добу наперед» ОЕС України.....	308
5.2.4	Оцінка окремих результатів реалізації пілотного проекту енергетичного моста «Україна – Європейський Союз» в сегментах ринків «на добу наперед»	309
5.3	Концепція побудови імітаційної моделі РДН України.....	329
5.4	Висновки до розділу 5	337

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	339
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	343
ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ	361
ДОДАТОК Б АКТИ ПРО ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ РОБОТИ.....	369
ДОДАТОК В РОЛЬОВІ МОДЕЛІ ОКРЕМИХ СЕГМЕНТІВ ТА БІЗНЕС- ОБЛАСТЕЙ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ.....	387
ДОДАТОК Г МЕТОДИ КОНКУРЕНТНОГО ВІДБОРУ ПОСТАЧАЛЬНИКІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПЛАТИ ЗА ФАКТИЧНЕ НАДАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ З РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ НА ОСНОВІ ЦІНОВИХ ЗАЯВОК.....	417
ДОДАТОК Д ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ ПОТОКІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ МІЖ ЦІНОВИМИ ОБЛАСТЯМИ МЕТОДОМ ВИРІВНЮВАЛЬНИХ ПОТОКІВ	431
ДОДАТОК Е ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ БАЛАНСУЮЧОГО РИНКУ	459
ДОДАТОК Ж МОДЕЛЬ ОРГАНІЗАЦІЇ ЄДИНОГО АУКЦІОНУ ТОРГІВЛІ ПРОПУСКНОЮ СПРОМОЖНІСТЮ МІЖДЕРЖАВНИХ ПЕРЕТИНІВ ОЕС УКРАЇНИ.....	469
ДОДАТОК З ПРАВИЛА ENTSO-E РОЗРАХУНКУ ПРОПУСКНОЇ СПРОМОЖНОСТІ МІЖДЕРЖАВНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПЕРЕТИНІВ.....	505

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

DMC	–	decentralized market coupling (децентралізоване сполучення ринку електричної енергії)
FB MC	–	flow-based Market Coupling (сполучення ринку на основі поточкорозподілу)
GSK	–	Generation Shift Keys (ключі зміщення генерації)
PCR	–	Price Coupling of Regions (сполучення цін для регіонів)
PTDF	–	Power Transfer Distribution Factor (коефіцієнт розподілу потужності передавання)
UML	–	unified modelling language (уніфікована мова моделювання)
UMM	–	unified modelling methodology (уніфікована методологія моделювання)
XML	–	eXtensible Markup Language (розширена мова розмітки)
AP	–	адміністратор розрахунків
БР	–	балансуючий ринок
ВРЧП	–	нормативне вторинне регулювання частоти та активної потужності
ДП	–	допоміжна послуга
ЄС	–	Європейський Союз
Закон	–	Закон № 2019 “Про ринок електричної енергії”
ЛЕП	–	лінія електропередавання
НПС	–	наявна пропускна спроможність
ОЕС	–	об’єднана енергосистема України
ОР	–	оператор ринку
ОРЕ	–	оптовий ринок електроенергії України
ОСП	–	оператор системи передавання
ОСР	–	оператор системи розподілу
ППКО	–	постачальник послуг комерційного обліку
ПРЧП	–	первинне регулювання частоти та активної потужності

РДДБ	–	ринок двосторонніх договорів та балансуючий ринок електричної енергії
РДН	–	ринок «на добу наперед»
РНРП	–	регулювання напруги та реактивної потужності
САРЧП	–	система автоматичного регулювання частоти та активної потужності
СВБ	–	сторона, відповідальна за баланс
СО	–	системний оператор
ТРЧП	–	третинне регулювання частоти та активної потужності
ФЧЕ	–	функція чистого експорту

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Розвиток оптового ринку електричної енергії України, що відбувається протягом останнього десятиріччя відзначається переходом від діючої моделі "Єдиного покупця" до перспективної лібералізованої моделі повномасштабного конкурентного ринку електричної енергії. Відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII в Україні з 01 липня 2019 року має бути впроваджено нову модель ринку електричної енергії. З початком функціонування в Україні нової моделі її учасники отримають широкий спектр інструментів та більш гнучку систему організації своєї діяльності, що дозволить підвищити конкурентну спроможність та інвестиційну привабливість української електроенергетики.

Велика кількість наукових та технічних робіт у світі присвячена різним теоретичним та практичним підходам до організації та функціонування ринків електроенергії, наприклад [1-12]. Результати таких досліджень спрямовані як на вирішення окремих проблем в межах національних ринків електричної енергії, так і на розвиток теоретичних основ моделювання та удосконалення функціонування ринків електричної енергії в цілому.

Започаткована в першій половині 70-х років минулого сторіччя дерегуляція національного ринку електроенергії в Норвегії ініціювала процеси лібералізації національних ринків та формування міждержавних ринкових об'єднань в усіх європейських країнах. При цьому на кожному національному ринку електроенергії заходи з лібералізації здійснюються з урахуванням особливостей структури виробництва, передавання і споживання електроенергії. Кожному такому заходу передували теоретичні і експериментальні дослідження, за результатами яких обґрунтовувались рішення із впровадження окремих складових лібералізації сегментів національного ринку електроенергії. В цій частині відзначимо лише внесок дослідницьких колективів під патронатом таких об'єднань ринків електричної енергії як Nordpool [13, 14], біржі електроенергії ErexSpot [15, 16] та створеному в середині 2000-х років міжнародного проекту Price Coupling of Regions

[17, 18], які сформуvalи теоретичні засади та розробили розрахункові моделі, що використовуються наразі у процесах інтеграції сегментів європейських ринків електроенергії з метою формування єдиного загальноєвропейського ринку електроенергії.

В Україні впровадження ринку електричної енергії здійснено в 1996 році, а принципи його лібералізації були визначені в Концепції функціонування та розвитку ОРЕ України у 2002 році, щодо поштовх для виконання досліджень щодо визначення перспективної архітектури, процесів організації та методів, моделей та засобів забезпечення функціонування нового ринку електричної енергії. В Україні у розвиток теоретичних основ, методів та засобів моделювання окремих сегментів ринку електричної енергії України, електроенергетичних систем в ринкових умовах та техніко-економічних засад розвитку української електроенергетики значний вклад зробили такі вітчизняні вчені: М.М. Кулик, С.В. Дубовський, З.Х. Борукаєв, В.Л. Прихно, С.П. Денисюк, В.М. Геєць, С.Є. Саух, П.Д. Лежнюк.

Стосовно теми дисертаційної роботи відзначимо окремі науково-практичні розробки вітчизняних вчених. Зокрема, важливими з точки зору порівняння теоретичних та практичних підходів до розрахунків результатів функціонування ринку електроенергії є роботи В.Л. Прихно пов'язані із моделюванням ринку електричної енергії як задачі оптимізації режиму роботи ОЕС України з метою максимізації добробуту ринку електричної енергії [19, 20]. Така постановка задачі фактично дозволяє врахувати всі мережеві та технологічні обмеження в ОЕС України, але реалізує принципи вузлового ціноутворення, який наразі не притаманний для українського ринку електричної енергії. Крім того, зазначений підхід не дозволяє в повній мірі виконати розділення ринку електричної енергії України на окремі організовані сегменти, передбачені в сучасній законодавчій та нормативній базі.

Роботи С.Є. Сауха та А.В. Борисенко та спрямовані на моделювання рівноважного стану ринку електричної енергії за різних умов конкуренції на ньому [21-24]. На відміну від попереднього підходу в рівноважній моделі схема ОЕС України подається в агрегованому вигляді, де регіональні системи розподілу та

постачання електроенергії для відповідних груп споживачів концентруються у енерговузлах, а міжвузлові інтерфейси відображають фізико-технічні характеристики існуючої мережі ліній електропередавання (ЛЕП). Рівноважна модель дозволяє визначити ціни на ринку двосторонніх договорів та ринку “на добу наперед” (РДН) в цілому, отримати загальний результат за сукупністю всіх сегментів, однак не дозволяє розділити ринок електричної енергії за такими сегментами як балансуючий ринок (БР) та ринок допоміжних послуг (ДП). Крім того використання агрегованої моделі ОЕС України передбачає непряме врахування мережових обмежень та розробку окремих методів та моделей агрегації систем розподілу та постачання, створення груп споживачів та виробників електричної енергії.

Також сьогодні в Україні виконуються дослідження спрямовані на оптимізацію енергетичного балансу країни в умовах становлення ринкових відносин, лібералізації та глобалізації енергоринків як загальної світової тенденції, організацію та регулювання енергетичних ринків в цілому, ціноутворення на ринках енергетичних ресурсів, економіко-математичне моделювання розвитку енергетики. Відомі роботи з розробки математичних моделей для розв’язання задачі визначення прогнозної оптової ціни купівлі електроенергії [25, 26] в залежності від зміни цін на основні енергоносії, прогнозування попиту на електричну енергію в Україні [27]. Отримало широкого розвитку економіко-математичне моделювання енергетичних систем, системний аналіз та прогнозування в енергетиці, виконуються дослідження основних напрямів підвищення енергоефективності та енергозбереження, вирішуються сучасні проблеми розвитку теплової енергетики в ринкових умовах, зокрема і з огляду на технологічні вимоги щодо надання електростанціями ДП на ринку електричної енергії України [28-29]. Значного розвитку набули задачі компенсації реактивної потужності в енергетичних системах та оптимізації режимів роботи електричних станцій в умовах впровадження ринку двосторонніх договорів та балансувального ринку електроенергії [30-33].

Таким чином в Україні створені як наукові так і практичні засади впровадження окремих складових лібералізованого ринку електричної енергії, розроблені методи та моделі розв'язання задач оптимізації режимів електроенергетичних систем та електростанцій в ринкових умовах, вирішуються задачі організації, прогнозування та регулювання ринку електроенергії в цілому.

Невирішеними залишаються проблеми практичного впровадження конкурентних сегментів ринку електричної енергії, організації взаємодії між учасниками та сегментами лібералізованого ринку електричної енергії, гармонізації та адаптації українського ринку електроенергії до європейських вимог та міжнародних стандартів, визначення вимог до інформаційно-технологічних систем керування роботою організованих сегментів ринку електричної енергії, відсутні моделі та методи моделювання сполучення ринку електроенергії України з ринками країн Європейського Союзу (ЄС), не впроваджені методи визначення оплати виробникам електричної енергії України за надання ДП.

Вирішення зазначених проблем ускладнюється зокрема і відсутністю єдиних підходів та постійним розвитком правил функціонування ринків електроенергії в світі. Тому особливого значення набувають дослідження оптимальної структури організованих сегментів ринку електроенергії в Україні, при розробці та впровадженні якої слід враховувати технологічні особливості української електроенергетики. Для формування сучасної працездатної структури ринку електроенергії в Україні необхідно, передусім, здійснити дослідження і формальний опис відповідних бізнес-сфер та бізнес-процесів, на основі якого здійснюватиметься визначення вимог до інформаційного забезпечення та будуватимуться правила функціонування окремих сегментів ринку електричної енергії [34-36]. Це пов'язано, в першу чергу, з тим, що модель ринку електричної енергії має підпорядковуватися правилам та нормативним вимогам ринку певної країни або регіону. Окремі вимоги носять загальний характер і поширюються на функціонування ринків електроенергії в цілому, а інші є специфічними для національних ринків або навіть регіонів. В свою чергу діяльність учасників ринку тісно пов'язана із взаємним обміном різноманітною технологічною та комерційною

інформацією, зокрема із оператором ринку (ОР), операторами системи передачі (ОСП) і розподілу (ОСР) та адміністратором розрахунків (АР). На сучасному етапі розвитку технологій інформаційного обміну, передача інформації найчастіше здійснюється шляхом використання електронних засобів обміну. Для розв'язання цих задач доцільним є застосування формалізованих підходів, що базуються на використанні сучасних інформаційних технологій, досвіді та загальних підходах до опису функціонування існуючих ринків електричної енергії, а також враховують особливості правил ринку електричної енергії в якому запроваджується така модель.

Також до принципових проблем реалізації функцій організованих сегментів ринку електроенергії України відносяться врахування технічних обмежень на обмін електроенергією по магістральним електричним мережам при балансуванні попиту та пропозиції в сегменті РДН та виробництва і споживання електроенергії в сегменті БР. На ринках електроенергії європейських країн питання про врахування мережових обмежень у сегменті РДН вирішується виходячи із особливостей як структури виробництва і споживання електроенергії, так і структури електричних мереж. Сьогодні залишається актуальною проблема створення єдиного методу або набору методів ціноутворення, що ставлять на меті об'єднання існуючих ринків з урахуванням технологічних обмежень на обмін електроенергією між ними, основоположні принципи реалізації яких визначені в Регламентах Європейської Комісії [37, 38].

Відповідно до вимог Регламенту Комісії ЄС 2015/1222 необхідною є розробка «алгоритму сполучення цін» під яким розуміється алгоритм, що використовується при єдиному сполученні РДН для одночасного зіставлення заявок та розподілення міжзональної пропускної спроможності. Основними цілями такого алгоритму є максимізація економічного добробуту при єдиному сполученні РДН з використання принципу граничного ціноутворення та з урахуванням обмежень міжзональної пропускної спроможності та обмежень щодо її розподілу.

З огляду на це важливою є розробка методів та моделей функціонування РДН України в умовах зонального ціноутворення, причому як в межах РДН України, так і при об'єднання РДН України з ринками країн Європи в різній конфігурації.

З точки зору майбутньої інтеграції ринку електроенергії України з країнами ЄС важливим є те, що незважаючи на можливість створення надійних засобів зіставлення пропозицій з продажу-купівлі електричної енергії та відповідних процесів розподілу пропускної спроможності, можуть виникати ситуації, коли не забезпечується сполучення цін в ринкових об'єднаннях. Це в свою чергу обумовлює необхідність розробки додаткових методів на національному і регіональному рівнях, які забезпечували б можливість досягнення розподілення пропускної спроможності, що дозволяє розпочати інтеграційні без впровадження механізмів єдиного сполучення ринків електроенергії України та країн Європи.

Таким чином, при розробці архітектури та функцій РДН України особливої актуальності набувають задачі дослідження доцільності врахування в цьому сегменті технологічних обмежень на обмін електроенергією по магістральним електричним мережам та розробки відповідних методів і засобів такого врахування виходячи із досвіду європейських ринків електроенергії щодо вирішення подібних задач. Також, слід зазначити, що сьогодні в Україні аукціони з торгівлі пропускною спроможністю відбуваються за умов низької конкуренції. При цьому в європейських енергосистемах міждержавний обмін електроенергією реалізується за різними принципами: від явних аукціонів торгівлі пропускною спроможністю окремих перетинів до формування транснаціональних бірж із неявним врахуванням пропускної спроможності міждержавних перетинів на основі методів сполучення чи розділення цінових зон. Тому актуальною також залишається задача порівняння особливостей у структурі попиту/пропозиції ОЕС України та суміжних з нею енергосистем для розробки заходів з ефективного розвитку ринку міждержавної торгівлі електроенергією, починаючи з лібералізації процесів торгівлі пропускною спроможністю міждержавних перетинів і завершуючи повноцінною інтеграцією українського ринку електроенергії до відповідних європейських ринкових структур. Враховуючи вищезазначене необхідним є визначення підходів до

впровадження РДН в Україні, як складової лібералізованої моделі ринку електроенергії та виконати дослідження з метою розробки концепції побудови імітаційної моделі РДН, яка передбачає використання різних підходів до врахування мережових обмежень в цьому сегменті ринку електричної енергії, підходів до ціноутворення та реалізація якої дозволяє оцінити ефективність рішень на різних етапах інтеграції України до європейських ринків, а також забезпечити взаємодію та гармонізацію із іншими сегментами ринку. Важливими в цьому аспекті є дослідження доцільності впровадження в Україні зональної моделі ціноутворення та визначення етапів інтеграції ринку електричної енергії в загальноєвропейський ринок з урахуванням національних інтересів.

Важливою проблемою впровадження нової моделі є організація ринку ДП, як механізму купівлі та продажу ресурсів із підтримки операційної безпеки режиму ОЕС України та забезпечення стимулів до надання таких послуг учасниками ринку електричної енергії України. Звертаючись до досвіду країн Європи [39, 40] можна зробити висновок, що в кожній національній енергосистемі функціонує власна система економічних відносин на ринку ДП, в якій враховуються як склад наявних ресурсів із підтримки режиму енергосистеми, так і рівень конкуренції між постачальниками цих ресурсів. Аналіз технічних вимог до надання ДП українськими електростанціями, а також особливостей оплати таких послуг показав, що сьогодні передумови до створення конкурентного ринку ДП в Україні фактично відсутні, в першу чергу, через брак технологічних можливостей електростанцій. Це практично унеможливлює використання запроваджених у країнах ЄС та США методів оцінки вартості надання ДП. Тому при організації ринку ДП в Україні необхідна розробка і впровадження власних методів дослідження витрат електростанцій при наданні ДП. Практичні методики ціноутворення при цьому мають враховувати особливості ринку електричної енергії України та забезпечувати стимули до модернізації виробничих потужностей з метою формування конкурентного середовища на ринку ДП в Україні.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Науковий напрямок дисертаційної роботи відповідає науково дослідним роботам відділу

моделювання електроенергетичних об'єктів та систем Інституту електродинаміки НАН України. Робота виконана відповідно до державних та галузевих програм науково-технічних досліджень, а саме: НДР "Розвинути теоретичні засади, розробити методи та засоби автоматизації розв'язання задач відновлення електропостачання споживачів на рівні енергопостачальної компанії з урахуванням функціонування в умовах ринку" ("РЕНЕСАНС", № ДР 0108U001112, 2008 – 2012 рр.); НТП: «Розробка засобів та методів забезпечення впровадження системних та допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України» (№ ДР 0112U003236, 2012 р.); НТП: «Розвиток теоретичних засад, розробка моделей та засобів забезпечення функціонування сегментів ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії в Україні» (№ ДР 0110U003767, 2010-2012 рр.); НТП: «Розробка методів та засобів моделювання роботи ринку «на добу наперед» з урахуванням європейських вимог та особливостей функціонування ОЕС України» (№ ДР 0113U005031, 2013-2015 рр.); НДР: «Дослідження моделей та методів врахування мережових обмежень міждержавних перетинів ОЕС України та ENTSO-E при здійсненні операцій з експорту-імпорту електроенергії» (№ ДР 0113U005027, 2013 р.); НДР: «Визначення організаційно-економічних механізмів інтеграції електроенергетики України в загальноєвропейський енергетичний ринок» (№ ДР 0116U006679, 2016 р.); НДР: «Моделювання механізмів ціноутворення лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України» (№ ДР 0117U006156, 2017 р.).

Автор висловлює щирю подяку за надані консультації під час виконання дисертаційної роботи академіку НАН України Кириленку О.В., Парусу Є.В., Танкевичу С.Є., Поповичу В.І., Гінайлу А.В., Іванову Г.А., Корхмазову Г.С.

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є створення наукових та науково-прикладних основ організації лібералізованого ринку електричної енергії шляхом розвитку підходів, розробки моделей, методів та засобів, які забезпечують впровадження, організацію та взаємодію сегментів цього ринку.

Для досягнення зазначеної мети було поставлено та вирішено такі завдання:

- формалізувати опис бізнес-інформаційних моделей та побудувати рольові моделі організації взаємодії учасників лібералізованого ринку електричної енергії України із використанням інформаційних технологій;
- визначити основні інформаційні системи операторів ринку електроенергії та виконати їх опис, структурований за критеріями організаційного розподілу і функціонального наповнення, з деталізацією складових автоматизованої інформаційної системи оператора балансуючого ринку;
- виконати дослідження сучасних методів розрахунку та розробити практичні засоби досліджень особливостей впровадження ринку «на добу наперед» в Україні;
- дослідити методи організації конкурентного розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів та розробити метод багатосторонньої торгівлі електроенергією між Україною та країнами Європи;
- дослідити методи врахування мережевих обмежень на ринку «на добу наперед», виконати аналіз процесів обміну електроенергією щодо їх впливу на баланси попиту та пропозиції електроенергії в окремих цінових зонах ринку;
- удосконалити та розробити нові методи сполучення ринків електроенергії та врахування мережевих обмежень з усуненням недоліків існуючих методів щодо обмежень на топологію електричних мереж або типи заявок та пропозицій учасників ринку електричної енергії;
- дослідити та розвинути наукові основи вирішення проблеми врахування технологічних обмежень на потоки електроенергії магістральними лініями ОЕС України та країн Європи з урахуванням сучасних положень регламентів Європейської Комісії та з огляду на перспективи інтеграції України до загальноєвропейського ринку електроенергії;
- визначити підходи до впровадження ринку «на добу наперед» як складової лібералізованої моделі ринку електроенергії з урахуванням розвитку інших сегментів ринку та сучасних особливостей функціонування ОЕС України;
- виконати теоретичний аналіз та експериментальні дослідження особливостей організації ринку «на добу наперед» та експортного потенціалу

України з урахуванням перспектив сполучення цього ринку з ринками країн Європи;

- розвинути підходи до стимулювання виробників електроенергії до надання допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти, а також регулювання напруги з урахуванням світового досвіду організації ринку допоміжних послуг та особливостей ринку електричної енергії України;

- розвинути наукові основи дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти, а також регулювання напруги в ОЕС України з використанням генеруючого обладнання електростанцій;

- розробити методи та математичні моделі визначення вартісних показників з надання допоміжних послуг з регулювання частоти та напруги в ОЕС України з урахуванням витрат електростанцій у разі підтримки готовності до надання та надання таких допоміжних послуг.

Об'єкт дослідження. Об'єктом досліджень є процеси функціонування сегментів лібералізованого ринку електроенергії України.

Предмет дослідження. Предметом досліджень є підходи, методи, інформаційні та математичні моделі організації та функціональної взаємодії сегментів конкурентного ринку електричної енергії України.

Методи дослідження. Для досягнення поставленої мети в роботі використано методи математичного моделювання технологічних процесів, моделювання інформаційних процесів, методи дискретної та лінійної оптимізації, методи розв'язання задач теоретичної електротехніки, імітаційне моделювання.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в такому:

Вперше:

1. Розроблено рольові моделі та виконано формалізацію бізнес-інформаційних процесів організації взаємодії як між учасниками лібералізованого ринку електричної енергії України в цілому, так і окремих його сегментів, що дало змогу дослідити організаційні структури та адаптувати ролі учасників цього ринку України з європейськими моделями.

2. Розроблено та науково обґрунтовано концепцію побудови імітаційної моделі ринку «на добу наперед» України шляхом розробки моделей та методів, що передбачають явне та неявне врахування мережевих обмежень у цьому сегменті ринку електричної енергії, реалізація якої дає змогу оцінити ефективність рішень на різних етапах інтеграції України до європейських ринків, розробити практичні рекомендації щодо організації національного ринку «на добу наперед», а також забезпечити взаємодію та гармонізацію з іншими сегментами ринку електроенергії.

3. Розроблено метод аналізу складових вартості системних обмежень та науково обґрунтовано його використання для оцінки доцільності врахування технологічних обмежень на потоки електроенергії міжсистемними лініями в сегменті ринку «на добу наперед» у порівнянні з рішенням цієї задачі виключно за механізмами балансуєчого ринку.

4. Запропоновано та розроблено новий метод дворівневого розрахунку результатів об'єднаного явного аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів України з країнами Європи, який на відміну від існуючих дає змогу здійснювати комплексний аналіз балансу імпорту та експорту електроенергії за фізичними обсягами потоків електроенергії через міждержавні перетини з урахуванням цінових заявок різних типів.

Набули подальшого розвитку:

5. Підходи до розв'язання задачі сполучення ринків електричної енергії на основі:

- розробки моделей функції чистого експорту, які дали змогу дослідити особливості впливу відношень попиту та пропозиції на значення оптимальних обсягів обміну електроенергією між сполучуваними ринками;

- наукового обґрунтування та розроблення нового методу сполучення ринків за рахунок поєднання цільової функції максимізації добробуту сполучуваних ринків та цільової функції мінімізації різниці граничних цін між ними, що дало змогу спільно використати формалізми аналізу топологічного графа електричної мережі та двостороннього аукціону щодо купівлі-продажу електричної енергії в окремих цінових зонах;

- розвитку наукових основ вирішення проблеми врахування впливу технологічних обмежень на потоки електроенергії магістральними лініями електропередавання в сегменті ринку «на добу наперед» створенням методу та моделей, які на відміну від існуючих дають змогу здійснювати аналіз впливу відповідних обмежень на ринки електроенергії з довільною структурою електричних мереж, не вимагають лінеаризації функції пропозиції і не накладають обмежень на типи цінових заявок, що надають учасники цього сегменту ринку електричної енергії.

6. Підхід до вирішення проблеми економічного стимулювання виробників електроенергії до надання системному оператору послуг з регулювання режимів ОЕС України на основі визначення вартісних показників та розробки методів і практичних методик розрахунку платежів виробникам електричної енергії за надання таких послуг на різних етапах впровадження ринку допоміжних послуг.

7. Підходи до оцінки вартості надання оператору системи передачі послуг із первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України шляхом розробки нових методів визначення та математичних моделей розрахунку вартості надання таких послуг тепловими електростанціями, що на відміну від існуючих підходів враховують особливості підтримки станів готовності до надання відповідних допоміжних послуг виробниками електричної енергії в Україні.

8. Підходи до оцінки вартості надання оператору системи передачі послуг з регулювання напруги шляхом удосконалення та адаптації методів визначення та нових математичних моделей розрахунків вартості надання цих послуг, що на відміну від існуючих підходів дають змогу практично враховувати витрати виробників електричної енергії на підтримку стану готовності до надання та фактичне надання таких допоміжних послуг.

Практичне значення одержаних результатів дисертаційної роботи полягає в такому.

Розроблені рольові моделі ринку електричної енергії України, що узгоджені із гармонізованою рольовою моделлю європейського ринку електроенергії та вимогами сучасних міжнародних стандартів, які практично використані під час розробки технічного завдання на впровадження автоматизованої інформаційної

системи оператора БР, а також розробки уточненої загальної схеми гармонізованої моделі ринку електроенергії для державного підприємства «НЕК «Укренерго», що підтверджено відповідними актами впровадження. Практична значимість розроблених моделей також підтверджується довідками управління інформаційних технологій Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сфері енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) України.

Результати виконаних досліджень використані під час гармонізації та впровадження в Україні міжнародних стандартів серії ІЕС 62325 «Інфраструктура комунікації на енергетичному ринку». Розроблені рольові моделі бізнес-процесів видачі кодів EIC (Energy Identification Coding scheme) та ідентифікації суб'єктів і об'єктів ринку електричної енергії використано під час розробки правил формування ідентифікаторів в ринку електроенергії України державним підприємством «Енергоринок».

Результати досліджень практично використані під час розробки складових технічного завдання на впровадження автоматизованої інформаційної системи оператора балансуючого ринку в державному підприємстві «НЕК «Укренерго», зокрема в частині визначення вимог до функціонального та організаційного розподілу складових цієї системи, а також визначення процесів обміну інформацією між учасниками ринку електричної енергії України і оператором балансуючого ринку. Зазначені практичні результати підтверджено актами та висновками ТОВ «Укренергоналадкавимірювання».

На основі виконаних досліджень розроблена імітаційна модель ринку «на добу наперед», яка використана під час виконання досліджень щодо забезпечення практичного функціонування цього сегменту ринку в Україні, практична значимість моделі зазначена у висновку управління інформаційних технологій НКРЕКП України та впроваджена в ТБ «Українська енергетична біржа», що підтверджено відповідними актами.

За результатами моделювання із використанням розробленого в роботі методу оцінки доцільності врахування мережевих обмежень у сегменті ринку «на добу наперед» доведена економічна ефективність відокремлення Бурштинського

енергоострова (БЕО) в окрему цінову зону під час впровадження РДН в Україні за існуючих умов функціонування ОЕС України. Аналіз статистичних даних за 2015 рік та результати моделювання для такого випадку в окремій добі місяця квітня показали зменшення вартості електроенергії на РДН до 9,3% (приблизно 8,6 млн. грн.) від добової вартості електроенергії на РДН.

Виконано експериментальні дослідження впливу допоміжних послуг на результати торгів у сегменті РДН. Показано, що неврахування обсягів резервів виробничих потужностей, виділених для регулювання режимів ОЕС України, призводить до похибки у розрахунках вартості електроенергії на РДН у діапазоні від 2,23 до 8,76% на добу та до 4,2% на рік.

Виконано експериментальні дослідження складових процесу інтеграції ринку електроенергії України до ринків європейських країн та визначено окремі проблеми такої інтеграції. Зокрема, здійснено оцінку експортного потенціалу ОЕС України за існуючих технічних умов та під час впровадження РДН в Україні на прикладах різних варіантів ринкового сполучення БЕО з енергосистемами Угорщини та Румунії. Показано, що в цілому за розрахунковий період за 1 рік для Бурштинського енергоострова забезпечується додатне сальдо імпорту/експорту електроенергії (904,3 млн кВт·год за рік). Також розглянуті окремі сценарії розширення Бурштинського енергоострова, зокрема, і за рахунок підключення енергоблока №2 Хмельницької АЕС. За результатами імітаційного моделювання для такого випадку визначене збільшення річних обсягів експорту електроенергії до 7,6 млн кВт·год за рік, що підтвердило наявність експортного потенціалу та достатній рівень конкурентоспроможності України у сегменті РДН зазначених європейських країн.

Практична значимість отриманих науково-практичних результатів щодо моделювання РДН України та його сполучення з країнами Європи підтверджена довідками НКРЕКП України щодо можливості оціночного аналізу прийняття регуляторних рішень у разі впровадження нового ринку електричної енергії України.

Отримані наукові результати використано під час розробки концепції створення автоматизованої системи тарифоутворення в умовах реформування ринку електроенергії на базі моделювання режиму роботи електроенергетичного обладнання енергетичних систем України та складових технічного завдання на таку систему щодо моделювання ринку «на добу наперед» з урахуванням мережевих обмежень, які розроблялись на замовлення Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ГРІФРЕ) України.

Розроблені та удосконалені методи дослідження вартісних показників до надання допоміжних послуг використано під час створення практичної методики ціноутворення на ринку допоміжних послуг, яка забезпечує єдиний підхід до розрахунку їх вартості різними постачальниками для придбання цих послуг системним оператором. Практична значимість отриманих науково-практичних результатів підтверджується актами ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр» та висновками державного підприємства «НЕК «Укренерго», на замовлення якого виконувалась розробка зазначеної методики.

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, що ввійшли до дисертаційної роботи, отримані автором самостійно. У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать наступні результати: у [35] – функціональний розподіл складових системи управління ринком електроенергії; у [36] – концептуальна схема рольової моделі ринку електричної енергії; у [51] – підготовка навчальної вибірки, аналіз роботи нейронної мережі; у [54, 55, 83, 84] – гармонізація термінів та понять; у [58 – 60] – основні принципи та вимоги до побудови рольових та бізнес-інформаційних моделей; у [61] – побудова гармонізованої рольової моделі сегментів ринку електроенергії України; у [62] – визначення вимог до формалізації опису моделі ринку електроенергії на основі міжнародного стандарту ІЕС 62325; у [63] – аналіз гармонізованої рольової моделі європейського ринку електроенергії; у [56, 64] – побудова гармонізованої рольової моделі ринку електроенергії України; у [65, 72] – аналіз інформаційної взаємодії сегментів ринку електроенергії; у [71] – досліджені способи організації та

доцільність формування зональної моделі ціноутворення на ринку «на добу наперед» України; у [73, 74] – визначення цільової функції балансуючого ринку електроенергії, системи обмежень та принципів їх врахування; у [81] – аналіз та формування вимог до ідентифікації учасників та об'єктів ринку на основі вимог ENTSO-E; у [82, 94] – аналіз стандартів з інфраструктури комунікацій на електроенергетичному ринку; у [93, 95] – аналіз регламентуючих документів eBXML; у [96, 191] – окремі підрозділи за темою дисертації; у [104] – моделі розподілу пропускної спроможності електричних мереж; у [105] – частина праці щодо впровадження ринку допоміжних послуг; у [134] – визначення складових витрат електростанцій на підтримку стану готовності до надання послуг з регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України; у [135] – розробка способів визначення витрат електростанцій при фактичному наданні послуг з регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України; у [136] – розробка методів визначення вартості надання допоміжних послуг в ОЕС України; у [138] – розробка методів оцінки витрат на підтримку стану готовності до надання послуг з регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України; у [147] – розробка методів визначення вартості надання послуг з регулювання напруги та реактивної потужності в ОЕС України; ; у [158] – огляд способів врахування мережевих обмежень на європейських ринках електроенергії; у [172] – аналіз особливостей використання ліній чистого експорту для врахування мережевих обмежень між двома ринками електроенергії; у [173] – огляд методу врахування мережевих обмежень між трьома ринками електроенергії з використанням ліній чистого експорту; у [174] – огляд методу врахування мережевих обмежень між трьома ринками електроенергії на основі аналізу поточкорозподілу; у [175, 176] – розробка підходу до розрахунку багатостороннього аукціону щодо купівлі-продажу пропускної спроможності; у [177] – побудова та опис діаграм UML моделі біржі електричної енергії; у [180] – огляд особливостей аукціонних торгів на європейських біржах електроенергії; у [185] – формалізація способу використання функцій чистого експорту при врахуванні мережевих обмежень та розробка концепції врахування таких обмежень; у [186] – запропоновано спосіб вирішення

методологічних проблем, що виникають при порівнянні функцій чистого експорту, розроблено концепцію побудови розрахункової моделі при розв'язанні задачі врахування мережових обмежень на ринку «на добу наперед»; у [188] – визначення підходів до вирішення проблеми врахування обмежень на обмін електроенергією по магістральним електричним зв'язкам в сегментах ринку «на добу наперед» та балансуєчого ринку шляхом впровадження зональної моделі ціноутворення в Україні; у [189] – розробка архітектури розрахункової моделі ринку «на добу наперед»; у [190] – розробка методів імітаційного моделювання функцій балансуєчого ринку електроенергії; у [192] – аналіз підходів до формування цінових заявок виробників електроенергії для участі у торгах на біржі електроенергії; у [193] – огляд особливостей аналізу блокових цінових заявок на біржі електроенергії; у [194] – запропоновано способи вирішення протиріч логіки аналізу блокових цінових заявок на електроенергетичній біржі; у [195] – запропоновано способи використання цінонезалежних заявок виробників електроенергії для зниження граничних цін у пікові години доби на електроенергетичній біржі; у [196] – розробка рольових та бізнес-інформаційних моделей балансуєчого ринку електроенергії; у [197] – розробка штучних мереж та виконання розрахунків з прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію.

Апробація матеріалів дисертації. Основні результати за темою дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на міжнародних та всеукраїнських конференціях, наукових та науково-технічних семінарах, зокрема: міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми сучасної електротехніки (ПСЕ)» (м. Київ, 2006 р., 2008 р., 2010 р., 2014 р., 2016 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Силовая електроніка і енергоефективність (СЕЕ)» (м. Алушта, 2007 – 2014 pp.); міжнародній конференції «Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)» (м. Київ, 2014 р., 2016 р.); науково-практичній конференції «Енергетичні ринки» (м. Феодосія, 2009 – 2013 pp.); III Міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку (PEMS)» (м. Київ, 2016 р.); засіданні Президії НАН

України (м. Київ, 2013 р.); засіданні бюро відділення ФТПЕ НАН України (м. Київ, 2012 р.), а також семінарах Національного українського комітету CIGRE (м. Київ, 2016 р., 2017 р.) та семінарах Інституту електродинаміки НАН України (м. Київ, 2010 – 2018 рр.).

Публікації. Результати дисертації опубліковано у 59 наукових працях, у тому числі: 4 монографії (одна з яких є самостійною); 24 статті у наукових фахових виданнях (з яких 6 у виданнях України, які включено до міжнародних наукометричних баз); 19 у інших виданнях; 8 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій, з яких 3 у виданнях іноземних держав; 4 ДСТУ.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, 5 розділів, списку використаних джерел і 8 додатків. Загальний обсяг роботи складає 510 сторінок, у тому числі 314 сторінок основного тексту. Дисертація містить 84 рисунки та 20 таблиць. Список використаних джерел включає 197 найменувань.

РОЗДІЛ 1

ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ОПТОВОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

1.1 Діюча модель оптового ринку електроенергії України та цілі її подальшого розвитку

Електроенергетика є базовою галуззю національної економіки, ефективне функціонування якої є необхідною умовою стабільності та забезпечення структурних перетворень економіки, задоволення потреб населення та суспільного виробництва в електричній енергії. З метою підвищення конкурентоспроможності української економіки, забезпечення потреб споживачів в електричній енергії за мінімально можливою ціною на основі конкуренції між її виробниками та між постачальниками електричної енергії, надійного і безперебійного електропостачання споживачів, а також фінансової стабільності та прибутковості галузі і зацікавленості до неї з боку потенційних вітчизняних та іноземних інвесторів у 1996 році в Україні створено оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ) [41]. Нова економічна система ринкових відносин в електроенергетичній галузі України запроваджувалася з урахуванням того, що зазначена галузь функціонує в умовах об'єднаної енергетичної системи (ОЕС), в якій електростанції, електричні і теплові мережі, інші об'єкти електроенергетики об'єднано спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом. Це значною мірою обумовило порядок ціноутворення на ОРЕ, купівлю-продаж електричної енергії, умови оформлення договірних відносин та інфраструктуру ОРЕ. Сьогодні ОРЕ є єдиною впорядкованою системою взаємовідносин між суб'єктами господарської діяльності у разі здійснення купівлі-продажу електричної енергії. Основні правові та організаційні засади, які визначають загальні умови функціонування діючої моделі ОРЕ визначені Конституцією України, Законом України "Про електроенергетику" [42], наказами

Президента України [43], Кабінету Міністрів України [44], Національної комісії регулювання електроенергетики України.

Такий ОРЕ в Україні створений з метою побудови конкурентоздатного середовища у сфері закупівлі і наступного продажу електроенергії. Тобто для потенційного задоволення прогнозованих обсягів споживаної електроенергії ОРЕ на підставі цінових заявок виробників електроенергії вибирає найбільш дешеві варіанти покриття прогнозованих навантажень. Для подальшого перепродажу електроенергії постачальникам ОРЕ щодня встановлює почасові тарифи продажу електроенергії, які однакові для усіх суб'єктів ОРЕ. Почасова ціна продажу електроенергії постачальникам визначається за детермінованим алгоритмом, який, в основному, враховує вартість енергії, закупленої у різних виробників, вартість її транзиту до постачальників, а також різні дотації.

Право постачати (перепродавати) споживачам електроенергію в ОРЕ мають постачальники за регульованим тарифом, до яких відносяться існуючі обленерго та нові енергопостачальні компанії, а також постачальники за нерегульованим тарифом. Наразі ОРЕ в Україні працює як обов'язковий пул з ОР [41], що є незалежною державною організацією, яка забезпечує здійснення задач, необхідних для функціонування ОРЕ.

За період функціонування ОРЕ в Україні було закладено основу запровадження ринкових відносин в електроенергетиці та набуто значного досвіду, а саме:

- по-перше, створено підґрунтя для запровадження конкурентного середовища шляхом розподілення виробництва, передачі та постачання електричної енергії;
- по-друге, збережено ОЕС України, що створює можливість безперервного доступу постачальників електричної енергії до об'єднаної та збалансованої потужності усіх виробників електричної енергії для гарантованого енергозабезпечення споживачів, а також забезпечено функціонування збалансованого за потужністю погодинного ОРЕ України, який має просту організаційну структуру;

- по-третє, в умовах ОРЕ України досягнуто (за допомогою державного регулювання) підвищення рівня розрахунків коштами та призупинено застосування бартерних схем, створено прозору систему функціонування, як в частині обсягів купівлі-продажу електричної енергії, так і формування цін та платежів, забезпечується формування єдиної усередненої оптової ціни на електричну енергію;
- по-четверте, створено умови для рівноправного доступу суб'єктів господарювання до ОРЕ України і певні передумови для залучення інвестицій, забезпечується формування єдиної усередненої оптової ціни на електричну енергію;
- по п'яте, закладено систему саморегулювання ОРЕ України та закріплено розподіл функцій державного управління і регулювання діяльності в електроенергетиці, зокрема і на ОРЕ України.
- і нарешті, напрацьовано та запроваджено нормативно-правову та договірну основу функціонування ОРЕ, яка може слугувати основою для його розвитку, умови та правила здійснення ліцензованих видів діяльності.

Сучасний етап розвитку електроенергетики України пов'язаний з переходом до нової системи ринкових відносин між суб'єктами цієї галузі. Відзначимо, що з точки зору інтеграції України до європейської спільноти, існуюча модель функціонування ОРЕ значною мірою відповідає вимогам норм Європейського права [45, 46], однак потребує подальшого розвитку і вдосконалення. Відповідно до Концепції функціонування та розвитку ОРЕ України, що схвалена Постановою Кабінету Міністрів України № 1789 від 16 листопада 2002 року (далі - Концепція) [41], було заплановано поетапне впровадження ринку двосторонніх договорів та БР електричної енергії (РДДБ). При цьому вже на перших перехідних етапах необхідно: розробити принципи та правила функціонування такого ринку; удосконалити методики «ціноутворення» та узгодження інтересів між виробниками, постачальниками і споживачами електричної енергії; запровадити правила та регламенти взаємодії між суб'єктами ринку в частині збору, передачі та обробки інформації, протоколів обміну даних; прийняти Кодекси електричних

мереж; впровадити інформаційно-технологічні системи підтримки роботи РДДБ; встановити необхідне вимірювальне і програмне забезпечення.

1.1.1 Загальні підходи до організації функціонування оптових ринків електроенергії

Розвиток ОРЕ України має відбуватися з урахуванням як світового досвіду розвитку ОРЕ, так і особливостей функціонування ОЕС України [47, 48]. Серед існуючих моделей функціонування ОРЕ для сектора з вертикально розмежованою структурою виділяються такі моделі, як: модель єдиного покупця, лібералізовану модель єдиного покупця, модель обов'язкового спотового ринку, лібералізована модель двосторонніх договорів та БР (лібералізована модель). У таблиці 1.1 наведено стислий опис зазначених моделей функціонування ОРЕ [41, 49]. Слід відзначити, що позитивною рисою нині діючої в ОРЕ України моделі «єдиного покупця» слід віднести сприяння підтримці єдиної оптової ринкової ціни, можливість запровадження механізмів захисту від ринкових ризиків, а також більш прості умови та механізми взаємовідносин учасників ринку за наявності великої кількості продавців та покупців електричної енергії. Не зважаючи на те, що сьогодні в світі існує велика кількість різноманітних моделей функціонування ринків електричної енергії, усі моделі, в основному, можна розділити на наступні два типи (рис. 1.1), а саме: централізовані ринки – ринки Єдиного покупця; децентралізовані ринки – ринки двосторонніх договорів.

Як видно з рисунку 1.1, модель ринку «Єдиного покупця» є централізованою в аспекті того, що купівля-продаж усіх об'ємів електричної енергії здійснюється через певне об'єднання (пул). У випадку ОРЕ України в якості такого об'єднання виступає Державне підприємство «Енергоринок». Характерною рисою такої моделі є централізоване складання графіків роботи усіх електростанцій, при цьому усі постачальники електричної енергії повинні закуповувати увесь об'єм попиту електричної енергії у об'єднання.

Моделі функціонування оптових ринків електричної енергії

Назва моделі	Стислий опис
Модель єдиного покупця	За цією моделлю одна спеціально створена компанія заповує всю вироблену електроенергію та одночасно виступає в ролі єдиного оптового продавця електроенергії розподільчим компаніям та великим споживачам.
Лібералізована модель єдиного покупця	Лібералізована модель єдиного покупця передбачає значне зменшення ринкової частки єдиного покупця. Це реалізується через надання дозволу певним споживачам, а іноді і постачальникам, укласти прямі двосторонні договори на поставку електричної енергії з виробниками.
Модель обов'язкового спотового ринку	Модель передбачає створення обов'язкового «пулу», через який всі великі виробники повинні продавати свою електричну енергію, і всі постачальники повинні купувати свою електричну енергію. Такий «пул» засновано на багатосторонній угоді, яка є контрактом на пропорційну купівлю і продаж електричної енергії через «пул», в якому визначаються всі необхідні умови для такої торгівлі. В зазначеній моделі ціни на купівлю-продаж електричної енергії і графік диспетчеризації визначаються за результатами регулярних аукціонів - найчастіше один раз на день на наступну добу наперед.
Лібералізована модель двосторонніх договорів та БР	Учасники ринку вільні вибирати між комбінацією довго-, середньо- та короткострокових договорів та купівлею електричної енергії на БР. Таким чином зазначена модель передбачає такі механізми забезпечення функціонування ОРЕ як: складання двосторонніх договорів на купівлю-продаж електричної енергії, конкурентний сегмент ринку «на добу наперед», БР.

Таким чином, пул характеризується потоками електричної енергії в одному напрямку, а саме від виробників електричної енергії до пулу та від пулу до постачальників. На відміну від цієї моделі, на ринку двосторонніх договорів усі учасники ринку вільні укласти будь-які договори щодо поставок електричної енергії, причому, такі договори є основою для самостійного складання графіків роботи виробниками електричної енергії.

Як наслідок, ринок двосторонніх договорів дає можливість обміну електричною енергією між двома будь-якими учасниками ринку та, по суті, дозволяє усім учасникам ринку виступати в якості трейдерів електричної енергії, тобто здійснювати її купівлю та продаж на власний розсуд. Таким чином, якщо в моделі «Єдиного покупця» виробники електричної енергії мають змогу тільки продавати електричну енергію пулу, то в моделі двосторонніх договорів можливе здійснення виробником як продажу, так і купівлі електричної енергії.

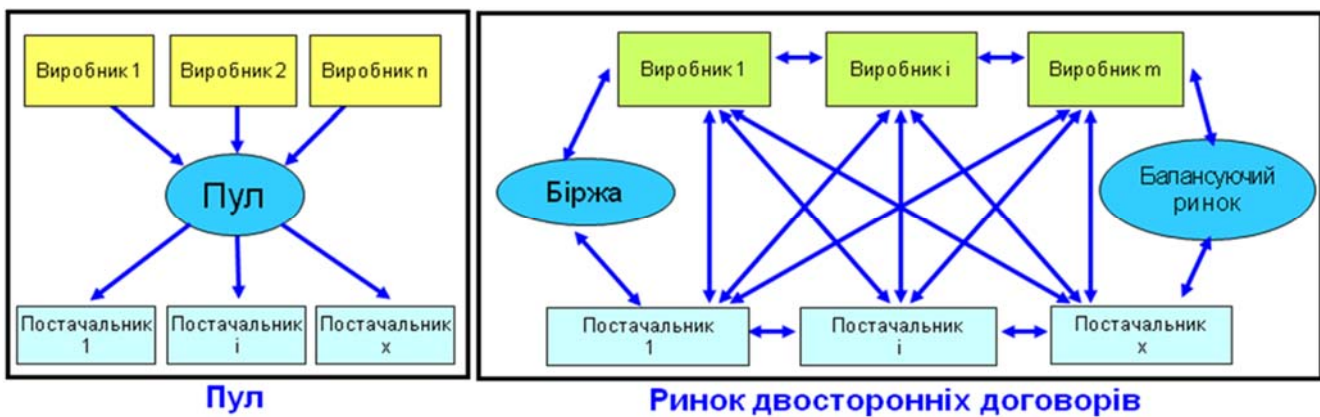


Рис. 1.1. Основі типи ринків електроенергії

При виділенні відмінностей між розглянутими двома базовими моделями, а також різноманітністю подібних моделей функціонування ринків електричної енергії, на практиці слід враховувати наступні особливості таких моделей:

- централізоване складання графіків роботи виробників електричної енергії у порівнянні з децентралізованим;
- загальний пул у порівнянні з чистим (нетто) пулом;
- одностороннє у порівнянні з двостороннім подання заявок від учасників ринку щодо обсягів та цін купівлі-продажу електричної енергії;

- централізована та децентралізована диспетчеризація.

В умовах функціонування пулу кінцевий графік виробництва усіх виробників електричної енергії, на основі їх обов'язкової участі в пулі, визначає ОР. Таким чином, ОР приймає рішення як щодо погодинного графіку поставок електричної енергії виробниками, так і щодо ціни цих поставок. На відміну від цього, ринок двосторонніх договорів дозволяє самостійне складання графіків виробниками по кожному блоку електричної станції. В розглянутому контексті важливим є розподіл моделі ринків «Єдиного покупця» на модель загального пулу та нетто пулу. В умовах загального пулу виробник електричної енергії не має прямого впливу на свій виробничий графік, оскільки його повністю визначає ОР. При цьому виробники подають цінові заявки щодо вироблення електричної енергії для кожного розрахункового періоду, не знаючи напевне об'єми свого виробітку. Розрахунки в даному випадку виконуються на загальній основі, тобто для усього обсягу виробленої електричної енергії окремим виробником і, навпаки, нетто пул дозволяє виробнику визначати, початковий графік виробництва, який в майбутньому може слугувати основою для складання остаточного графіку виробництва на централізованій основі. Виробники подають цінові заявки на початковий самостійно складений графік виробітку електричної енергії та на невикористану потужність кожного блоку електростанції. При цьому розрахунки на централізованому ринку виконуються на основі загального попиту, а також на основі цінових заявок виробників щодо збільшення/зменшення виробництва. Розрахунки по ринковій ціні в цьому випадку, виконуються тільки для різниці між обсягами закладеними в початкових графіках виробництва, складених виробниками електричної енергії, та фактичних графіках виробництва. Нетто пул, таким чином, представляє собою певне поєднання ринку «Єдиного покупця» та ринку двосторонніх договорів в одній моделі. Нетто пул є типовим прикладом реалізації механізму балансування електричної енергії.

Функціонування більшості централізованих ринків («Єдиного покупця») електричної енергії базуються на принципі односторонньої подачі заявок, тобто коли пропозиції щодо обсягів та ціни продажу електричної енергії надаються до

пулу лише виробниками. При цьому відбір таких заявок проводять на основі централізованого прогнозу попиту на електричну енергію і, як наслідок, такі ринки мають нульову еластичність попиту. Двостороння подача заявок передбачає пропозиції щодо обсягів та ціни продажу електричної енергії з боку як виробників, так і постачальників електричної енергії. В цьому випадку відбір заявок та подальші розрахунки здійснюється на перетині кривих попиту постачальників та пропозиції виробників електроенергії. Двостороння подача заявок майже не зустрічається в централізованих ринках, натомість цей механізм зазвичай застосовується на ринках двосторонніх договорів та лягає в основу функціонування РДН (або біржі електричної енергії).

В незалежності від моделі ринку його функціонування може базуватися або на централізованій, або на децентралізованій диспетчеризації, причому вибір типу диспетчеризації обумовлюється, в першу чергу, особливостями функціонування електроенергетичної системи країни. У випадку централізованої диспетчеризації СО має безпосередній контроль над диспетчеризацією кожного окремого блоку електростанції. Децентралізована диспетчеризація може виконуватися кожним виробником електричної енергії індивідуально, на основі попередньо погодженого графіку виробництва з урахуванням корегувань, які може вимагати СО у реальному часі поставок електричної енергії, наприклад, через механізм балансування.

1.1.2 Недоліки існуючої моделі оптового ринку електричної енергії України та цілі його подальшого розвитку

До основних недоліків моделі «єдиного покупця» в Україні слід віднести те, що таким покупцем, як правило, є державне підприємство (в Україні - ДП «Енергоринок»), якому бракує необхідної економічної незалежності [41, 49]. В результаті виникає загроза укладання не вигідних договорів щодо закупівлі електричної енергії за завищеними цінами, підвищується ризик втручання влади в процес розподілу коштів зазначеного державного підприємства, використовуючи для цього політичні або комерційні важелі впливу. Наряду з позитивними рисами

функціонування моделі «єдиного покупця» в ОРЕ України виникла низка проблем, які заважають ефективному функціонуванню ОРЕ України, а саме: борги в ОРЕ України та їх дисбаланс; неповна поточна оплата за електричну енергію; недосконалість системи договірних відносин в ОРЕ; адміністративне втручання в управління грошовими потоками на ОРЕ; недосконалість тарифо- та ціноутворення на ОРЕ; обмеження платоспроможного попиту в межах ОРЕ; нерівність створення умов конкурентного середовища на ринку постачання електричної енергії; недостатня урегульованість і прозорість процедур здійснення експорту, імпорту і транзиту електричної енергії.

Крім наведених проблем, що заважають ефективному функціонуванню ОРЕ України, також слід виділити такі проблеми як: відсутність ринку ДП, (наприклад, відновлення електропостачання після системної аварії, регулювання частоти, регулювання напруги); недосконалість систем комерційного обліку електричної енергії; високий рівень витрат електричної енергії в місцевих (локальних) електричних мережах; недосконалість нормативної бази з питань організації роботи суб'єктів ОРЕ в енергосистемі України та їх диспетчеризації.

В результаті виникає загроза невиконання суб'єктами ОРЕ України своїх обов'язків щодо забезпечення сталої роботи ОЕС України [41, 49]; відсутність механізмів страхування фінансових ризиків та забезпечення виконання договірних платіжних зобов'язань учасників ОРЕ України, що, в свою чергу, створює високий ступінь ризику роботи енергокомпаній в ОРЕ України і банкрутство енергетичних компаній, а також непередбачуваність фінансових результатів в умовах коливання оптової ринкової ціни.

Враховуючи вище наведені проблеми подальший розвиток ОРЕ України має відбуватися у напрямку реалізації наступних завдань [41]: забезпечення енергетичної безпеки держави; надійне та безперебійне задоволення потреб споживачів електроенергії за оптимальною ціною на основі конкуренції між виробниками і між постачальниками з урахуванням економічно обґрунтованих витрат на її виробництво, передачу та постачання; забезпечення фінансової стабільності і прибутковості підприємств електроенергетики і залучення

інвестицій в галузь, подальший розвиток конкурентного середовища в ОРЕ, технічне оновлення галузі.

Для досягнення зазначеної мети Концепцією функціонування та розвитку ОРЕ України було передбачено удосконалення системи відносин на ОРЕ України. При розробці напрямків такого удосконалення враховано світовий досвід розвитку ОРЕ різних країн, норми Європейської енергетичної хартії [45] та вимоги Директив Європейського парламенту [46] стосовно загальних правил на внутрішньому ринку електричної енергії, а також особливості функціонування ОЕС України. Подальший розвиток системи відносин в ОРЕ передбачає поступовий перехід від діючої системи шляхом її подальшої лібералізації до перспективної моделі повномасштабного конкурентного ринку.

В результаті розвитку ОРЕ України має посилитися конкуренція, що призведе до встановлення обґрунтованих цін на електричну енергію для виробників та зменшення неефективних витрат палива. Крім того запроваджуються двосторонні договори, що дасть змогу посилити відповідальність сторін договорів та знизити витрати на електричну енергію для певних споживачів без збільшення витрат для інших споживачів, оптові ціни відображатимуть фактичні витрати на виробництво електричної енергії, що забезпечить встановлення реальних цін на електричну енергію для споживачів.

В результаті виконуваних реформ в Україні вступив в дію Закон під № 2019 “По ринок електричної енергії” [50], яким передбачено впровадження нової лібералізованої моделі ринку електричної енергії України. На відміну від існуючої структури ринку з концепцією єдиного покупця, впровадження нової моделі ринку ставить на меті перехід до конкурентного ринку. Це має бути досягнуто шляхом створення передумов для самостійного подання заявок на купівлю електроенергії постачальниками та крупними споживачами електроенергії на відкритому аукціоні, а також укладання довгострокових двосторонніх договорів між виробниками та постачальниками електроенергії спираючись на купівлю-продаж електроенергії за прогнозованими графіками споживання [51].

1.2 Засади функціонування ринку лібералізованого ринку електричної енергії України та проблеми її практичного впровадження

Сьогодні розвиток конкурентних відносин в електроенергетичній галузі України пов'язується з впровадженням моделі лібералізованого ринку електроенергії [41, 49, 50], яка передбачає функціонування в Україні ринку двосторонніх договорів та БР електричної енергії. Така модель надаватиме широкий спектр інструментів для задоволення потреб як споживачів, так і виробників електричної енергії, але впровадження цієї моделі потребуватиме реорганізації відносин між учасниками ринку. Лібералізована модель містить різні сегменти із відповідними функціями [52], які разом складають основу майбутнього ринку електроенергії України та забезпечення конкурентних відносин між його учасниками. Розглянемо основні сегменти нової моделі, що впроваджується в Україні [49, 52]. Як видно на рисунку 1.2, до основних сегментів РДДБ відноситься: ринок двосторонніх договорів, РДН, БР, ринок ДП, а також сегмент урегулювання небалансів купівлі-продажу електроенергії.

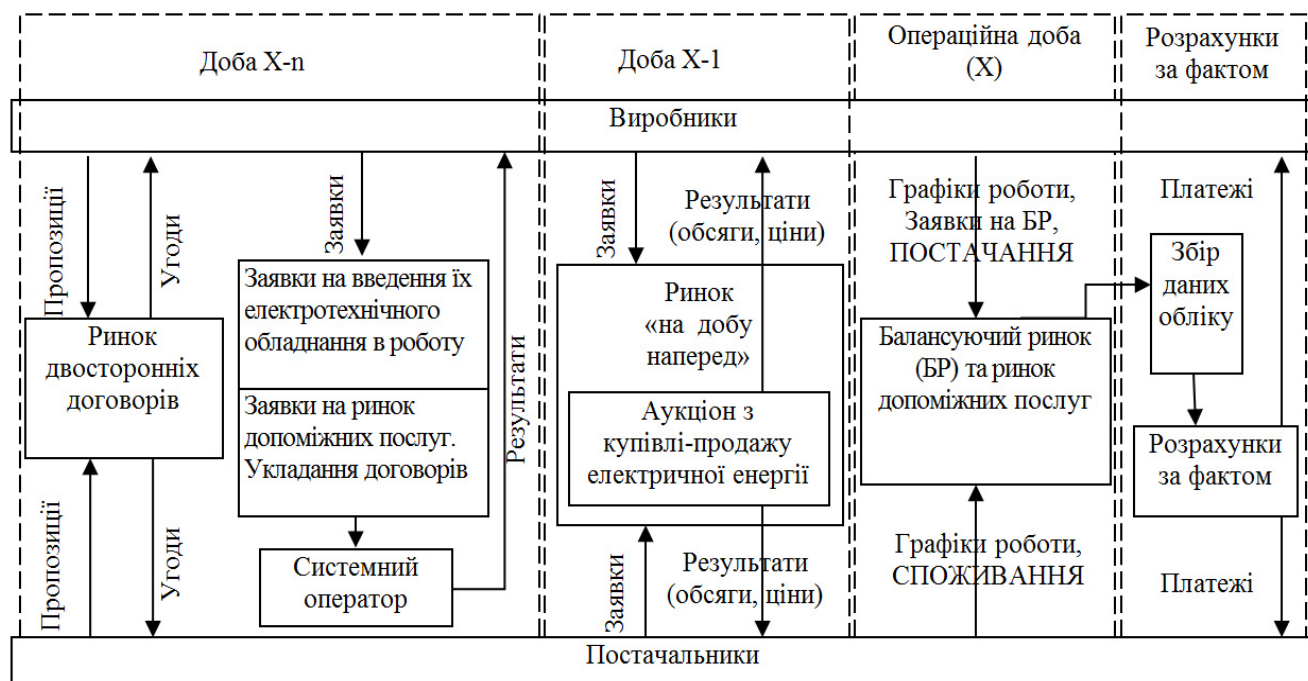


Рис. 1.2. Основі сегменти лібералізованого ринку електроенергії

Відповідно до положень Закону [50] в Україні має функціонувати єдиний ринок електричної енергії, в межах якого: здійснюється продаж та купівля всієї електричної енергії, виробленої на електростанціях України та імпортованої, її надійна передача, розподіл та постачання споживачам; діє механізм придбання ДП для СО з метою забезпечення надійного та сталого функціонування ОЕС України; забезпечується доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж з метою здійснення експорту-імпорту електричної енергії.

Для забезпечення організації, функціонування та сталого розвитку такої моделі в Україні необхідним є дослідження організаційно-економічних механізмів забезпечення впровадження окремих сегментів нової моделі, визначення основних функцій та підсистем таких механізмів.

В першу чергу, мова іде про забезпечення функціонування нової моделі ринку електроенергії України з урахуванням можливості інтеграції електроенергетики України в загальноєвропейський енергетичний ринок, що потребує дослідження організаційно-економічних механізмів забезпечення функціонування його окремих сегментів (рис. 1.3), як РДН, БР, ринок міждержавної торгівлі пропускною спроможністю та ринок ДП оскільки ці сегменти ринку тісно пов'язані між собою в частині міждержавної торгівлі електроенергією.

Ринок двосторонніх договорів сформовано для продажу та купівлі електричної енергії, що здійснюється за двосторонніми договорами, умови яких самостійно визначаються сторонами договору або регулюються органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці. Двосторонні договори з купівлі-продажу електроенергії між виробниками та постачальниками електроенергії визначатимуть обсяги, ціни, а також інші умови її постачання учасниками ринку згідно домовленості сторін договору. Купувати електричну енергію у виробників на ринку двосторонніх договорів також можуть: електропередавальна та електророзподільні організації з метою компенсації витрат електричної енергії при її передачі магістральними і міждержавними електричними

та/або місцевими (локальними) електричними мережами; гарантовані постачальники з метою постачання її споживачам.



Рис. 1.3. Взаємозв'язок між основними сегментами лібералізованого ринку

Ринок доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж – ринок, організований електропередавальною організацією з метою розподілу пропускної спроможності міждержавних ЛЕП для здійснення експорту-імпорту електричної енергії. Учасники ринку електричної енергії (виробники або енергопостачальники) можуть укласти договори про імпорт або експорт з покупцями або продавцями в інших країнах відповідно до діючого законодавства про зовнішню торгівлю. В зв'язку з тим, що попит на міждержавні потоки електроенергії може перевищувати наявну пропускну спроможність електричних

мереж, учасники ринку мають забезпечити надійний доступ до міждержавних ЛЕП, що потребує створення прозорого механізму для визначення, розподілення і використання наявних пропускних спроможностей.

Зазначимо, що сьогодні в Україні існують певні перешкоди для забезпечення сприятливих умов здійснення міждержавної торгівлі електроенергією, зокрема деякі європейські трейдери не мають реальної можливості здійснювати імпорт електроенергії внаслідок недосконалості правил та методів торгівлі пропускною спроможністю в Україні. Це, в свою чергу, перешкоджає процесам євроінтеграції України, лібералізації ринку електричної енергії України, об'єднанню ринків електроенергії України та ринків електроенергії країн Європи, зменшує ефективність роботи виробників електроенергії та ДП «НЕК «Укренерго». Крім того, в Україні існує необхідність забезпечення впровадження дієвих механізмів торгівлі електроенергією по міждержавним лініям та перетинам України із країнами Європи. Така торгівля надає цінкові сигнали учасникам ринку електроенергії, дозволяє враховувати мережеві обмеження декількома СО, що в свою чергу дозволяє оптимізувати завантаження електростанцій та магістральних ліній, і, як наслідок, отримати кращі ціни на електроенергію для покупців у європейських країнах. Враховуючи це важливими задачами, що поставлені в роботі є аналіз процесів обміну електроенергією в частині їх впливу на баланси попиту та пропозиції електроенергії в окремих цінових зонах ринку, а також дослідження існуючих методів організації конкурентного розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж та розробка методу багатосторонньої міждержавної торгівлі електроенергією України з країнами Європи. Розв'язання задач, пов'язаних із забезпеченням функціонування ринку міждержавної торгівлі електричною енергією наведено в Розділах 3 та 4 роботи.

Балансуючий ринок електроенергії є системою відносин між СО та учасниками цього ринку, що функціонує в режимі близькому до реального часу з метою забезпечення балансу обсягів виробництва-споживання електроенергії, фізичного та фінансового урегулювання небалансів електроенергії. Під небалансом електроенергії тут розуміється відхилення фактичних обсягів виробництва та

споживання електроенергії від обсягів, затверджених СО в погодинному добовому графіку виробництва-споживання електроенергії. Учасниками БР є: СО, виробники електроенергії та постачальники електричної енергії, які отримали статус учасника БР у порядку, передбаченому правилами ринку. Виробники зобов'язані надати всі свої потужності для БР з ціновими заявками для підвищення і зниження вихідної потужності відносно вказаних обсягів вироблення електроенергії. При цьому СО обиратиме найменш витратне сполучення пропозицій щодо обсягів вироблення електроенергії та відповідних цінових заявок, необхідних для балансування системи, враховуючи технологічні та режимні обмеження на виробництво, транспортування та розподіл електроенергії.

На БР забезпечується: здійснення планування режиму роботи ОЕС України на наступну добу; балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії у поточній добі; розрахунок платежів за результатами роботи БР та виставлення відповідних рахунків. Виконання розрахунків та виставлення рахунків за результатами роботи БР здійснює адміністратор розрахунків.

При складанні графіка навантаження ОЕС України СО має забезпечити: врахування погодинних графіків виробництва та споживання електричної енергії учасників ринку, електропередавальної та електророзподільних організацій; наявність необхідних резервів потужності відповідно до укладених ним договорів про надання ДП; врегулювання системних обмежень. При здійсненні централізованого диспетчерського (оперативно-технологічне) управління ОЕС України СО має право видавати оперативні команди учасникам балансування на зміну їх затверджених погодинних графіків виробництва або споживання електричної енергії. При цьому з метою балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії він надає команди учасникам балансування на збільшення (зменшення) їх навантаження з використанням механізму відбору пропозицій (заявок) з продажу (купівлі) електричної енергії на БР учасників балансування. Команда СО учаснику балансування на збільшення (зменшення) навантаження є по відношенню до відповідного учасника балансування акцептом з боку СО його пропозиції (заявки) з продажу (купівлі) електричної енергії на БР,

змінюю його затвердженого добового графіку виробництва (споживання), а також визначає взаємні зобов'язання СО та учасника балансування з купівлі (продажу) електроенергії на БР. Акцептовані СО пропозиції (заявки) з продажу (купівлі) електричної енергії на БР вважаються угодами з купівлі-продажу електричної енергії на БР між СО та відповідним учасником балансування. За результатами роботи БР адміністратор розрахунків розраховує платежі за електричну енергію СО та учасників балансування, а також ціну небалансу, обсяги небалансів та відповідні платежі за небаланси.

Фінансове врегулювання небалансів здійснюється шляхом взаєморозрахунків за небаланси між СО та сторонами, відповідальними за баланс (СВБ), за цінами небалансу, що сформувалися за результатами роботи БР у порядку, визначеному правилами ринку.

Таким чином для забезпечення впровадження в Україні нової моделі ринку електричної енергії необхідним є формалізація підходів до опису бізнес-інформаційних моделей та побудова відповідних моделей організації взаємодії учасників цього ринку із використанням інформаційних технологій, а також визначення основних інформаційних систем суб'єктів ринку електроенергії та їх опис структурований за критеріями організаційного розподілу і функціонального наповнення, з деталізацією складових автоматизованої інформаційної системи оператора БР. Розв'язання цих задач наведено в наступних підрозділах цього розділу роботи.

Ринок допоміжних послуг є ринком, що організований СО з метою придбання ним послуг у постачальників ДП і функціонує з метою забезпечення достатнього обсягу послуг, необхідних СО для підтримання балансу в об'єднаній енергетичній системі України, забезпечення її сталої та надійної роботи та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів. Відповідно ДП – це послуги, які СО купує у їх постачальників для забезпечення надійної роботи ОЕС України та відповідної якості електричної енергії. Зокрема, мова іде про: первинне (ПРЧП), вторинне (ВРЧП) та третинне (ТРЧП) регулювання частоти і активної потужності; регулювання напруги і реактивної потужності (РНРП) в енергосистемі;

пуск після системної аварії. Для практичного впровадження цього ринку в Україні необхідним є розробка організаційних заходів стимулювання виробників електроенергії до надання ДП з урахуванням світового досвіду організації ринку ДП та особливостей ринку електричної енергії України. Зокрема актуальним є створення та розвиток наукових основ дослідження вартісних показників надання ДП з ПРЧП та ВРЧП, а також РНРП в ОЕС України з використанням генеруючого обладнання електростанцій, а також розроблення методів та математичних моделей визначення вартісних показників з надання ДП з регулювання частоти та напруги в ОЕС України. Огляд підходів до організації ринку ДП та розробка відповідних методів визначення вартісних показників надання цих послуг виробниками електричної енергії наведено в Розділі 2 роботи.

Ринок електричної енергії «на добу наперед» є ринком, що забезпечує організаційні, технологічні, правові та інші умови для функціонування і розвитку конкурентного сегменту торгівлі електричною енергією. Метою роботи РДН є «корегування» двосторонньої торгівлі шляхом забезпечення функціонування централізованого ринку короткострокових контрактів, на якому торгуючі учасники зможуть здійснювати купівлю-продаж електричної енергії на добу наперед на добровільній основі. Це досягається шляхом забезпечення відповідності між ціновими заявками і пропозиціями щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії, отриманими від учасників ринку. На РДН покупці та продавці мають укладати договори на постачання електричної енергії на добу наперед в певні або усі періоди часу. Такий сегмент надає можливість скорегувати прогнозований попит та забезпечення на основі більш точного прогнозу на наступну добу.

Центральним механізмом РДН є двосторонній аукціон з купівлі-продажу електричної енергії. Участь і перемога в аукціоні дозволяє виробникам отримати “гарантоване замовлення” на генерацію електричної енергії. В свою чергу, покупці електричної енергії в результаті виграшу на аукціоні отримують гарантії покриття частини прогнозованого навантаження. Причому специфікою аукціону електричної енергії є те, що на основі розрахованих обсягів купівлі-продажу електричної енергії учасникам необхідно сформувати графік роботи, що надається

СО для формування електричного режиму з урахуванням системних обмежень, що не мають суперечити технологічним та режимним обмеженням на виробництво, транспортування та розподіл електричної енергії. Учасниками РДН можуть бути виробники, енергопостачальники, електропередавальна і електророзподільна організації, які отримали доступ до ринку електричної енергії та підписали з ОР договір про участь на РДН. З метою продажу та купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії на наступну добу учасники подають свої пропозиції (заявки) із зазначенням інформації щодо продуктів, які вони мають намір продати (купити), пропонованої ними ціни продажу (купівлі) електричної енергії та термінів здійснення продажу (купівлі) електричної енергії.

Ефективне впровадження та функціонування цього сегменту ринку електричної енергії в Україні потребує вирішення важливої проблеми побудови концепції організації та архітектури РДН, як складової лібералізованої моделі ринку електроенергії з урахуванням розвитку інших сегментів ринку, сучасних особливостей функціонування ОЕС України та перспектив інтеграції ринку електроенергії України в загальноєвропейський ринок, що потребує розробки відповідних засобів моделювання функцій цього сегменту лібералізованої моделі ринку електроенергії України.

Крім того важливою задачею є формування організаційно-економічного механізму інтеграції електроенергетики України в загальноєвропейський енергетичний ринок, який можна представити у вигляді таких його основних складових:

- прогнозування експортного потенціалу та аналіз цін на електроенергію на ринку електроенергії України та ринках європейських країн за умови об'єднання ринків електроенергії України та країн Європи;
- організація міждержавної торгівлі з урахування технологічних обмежень ОЕС України, що є бар'єрами при об'єднанні ринків електроенергії України та країн Європи;

- реалізація технічних заходів із забезпечення можливості експорту-імпорту електроенергії, як в частині збільшення наявної пропускної спроможності електричних мережа, так і модернізації обладнання електростанцій для забезпечення вимог СО європейських країн до надійності та якості постачання електроенергії та надання ДП;
- впровадження систем інформаційного забезпечення функціонування нових для України сегментів ринку електроенергії зокрема в частині забезпечення інформаційного обміну на ринку електроенергії з урахуванням вимог міжнародних стандартів, а також європейських регламентуючих документів.

Для прогнозування експортного потенціалу та проведення аналізу цін на електроенергію в Україні, а також організації міждержавної торгівлі України з країнами Європи з урахуванням технологічних обмежень ОЕС України доцільним є використання сучасних методів врахування таких обмежень на ринку електроенергії, що засновані на проведенні неявних аукціонів щодо купівлі-продажу електроенергії та наявної пропускної спроможності. Для цього необхідним є дослідження та розвиток теоретичних принципів вирішення проблеми сполучення ринків електроенергії країн Європи з урахуванням сучасних положень Регламентів Європейської Комісії та з огляду на перспективи інтеграції України до загальноєвропейського ринку електроенергії. Крім того майбутня інтеграція ринку електроенергії України з ринками країн Європи потребує удосконалення та розроблення методів сполучення ринків електроенергії з урахуванням сучасних вимог, а також виконання аналізу організації РДН та дослідження доцільності формування зональної моделі ціноутворення на ринку електроенергії України, аналіз перспектив сполучення ринку електроенергії України або його окремих частин з ринками країн Європи шляхом розроблення відповідних методів. Розв'язання наведених задач показано в Розділах 3, 4 та 5 цієї роботи.

1.3 Побудова рольових моделей організації взаємодії учасників лібералізованого ринку електричної енергії України

Невід’ємною частиною процесу впровадження конкурентних моделей ринків є розробка їх правил та моделей функціонування, регламентів взаємодії між їх учасниками в частині збору, передачі, обробки інформації тощо. Причому з переходом від монопольних структур електропостачання до нерегульованих ринків, функції ринків у значній мірі залежать від безперебійного обміну інформації між учасниками ринку.

До останнього часу однією з найважливіших проблем, що пов’язана із впровадженням конкурентних моделей ринків в країні була відсутність формалізованого підходу до опису моделі функціонування ринку електричної енергії, що в свою чергу, призводило до складнощів при визначенні кінцевої архітектури ринку, розробки остаточних правил ринку, описі ділових та технологічних процесів, що повинні бути реалізовані в рамках ринку електричної енергії або його сегменті. Це пов’язано, в першу чергу, з тим, що модель ринку електричної енергії має підпорядковуватися правилам та нормативним вимогам ринку певної країни або регіону. Неповний список може включати правову і регуляторну структуру, бізнес правила, технічні правила ринку (доступ до мережі, зведення балансів, керування графіками, керування перенавантаженням), схему ідентифікації учасників ринку і об’єктів електронного бізнесу, кодекс вимірювань (послуги та доступ до вимірюваних значень), кодекс магістральної мережі (управління та функціонування), кодекс розподільчих мереж (управління та функціонування). Деякі вимоги носять загальний характер і поширюються на всі ринки, а деякі є специфічними для ринку або регіону. Також діяльність учасників ринку електричної енергії тісно пов’язана із взаємним обміном різноманітною технологічною та комерційною інформацією, зокрема і з ОР, ОСП та АР. На сучасному етапі розвитку технологій інформаційного обміну, передача інформації найчастіше здійснюється шляхом використання електронних засобів обміну.

Для розв'язання цих задач доцільним є застосування формалізованих підходів, що базуються на використанні сучасних інформаційних технологій, досвіді та загальних підходах до опису функціонування існуючих ринків електричної енергії, а також враховують особливості правил ринку електричної енергії в якому запроваджується така модель. Побудовані таким чином моделі є основою для розробки технічних специфікацій, інформаційних моделей та інформаційно-технологічних систем керування роботою сегментів ринку електричної енергії, а також впровадження систем електронного бізнесу.

На основі аналізу принципів функціонування загальноєвропейського ринку електричної енергії [53], міжнародних стандартів [54, 55], а також загальних підходів [56, 57] до побудови бізнес-інформаційних моделей ринків електричної енергії визначено необхідність застосування сучасної методології об'єктно-орієнтованого моделювання ринків електричної енергії, що базуються на сучасних інформаційних технологія з метою їх використання як частини процесу адміністративного керування та системи управління ринком електричної енергії.

Перед впровадженням системи електронного бізнесу на ринку електричної енергії, необхідно мати загальне спільне розуміння серед всіх учасників ринку з приводу обґрунтованості, вимог, бізнес-правил і бізнес-процесів. Опис бізнес-процесів включає [58] ідентифікацію та визначення ролей учасників ринку, бізнес-областей, бізнес-процесів в межах цих областей, бізнес-взаємодій (логічне поєднання декількох транзакцій) і транзакції (багатосторонні та двосторонні), бізнес-інформацію, що підлягає обміну, і необхідні послуги електронного бізнесу. Це загальне розуміння відображається в бізнес-моделі ринку, використовуючи формалізовану методологію моделювання електронного бізнесу, яка має бути незалежною від фактично використовуваної комунікаційної технології електронного бізнесу. Це дозволить відображати модель в інших комунікаційних технологіях електронного бізнесу.

Згідно вимог стандартів серії ІЕС 62325 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку» [54, 55] для опису усіх процесів на ринку електричної енергії доцільним є використання методології моделювання (unified modelling

methodology – UMM). Інші методології моделювання електронного бізнесу крім UMM не виключені, але UMM повинна використовуватися з технологією електронного бізнесу ebXML. Методологія UMM – це модифікована спеціалізована підгрупа уніфікованого процесу розроблення програмного забезпечення, який називається раціональним уніфікованим процесом (rational unified process). Цей процес використовує уніфіковану мову моделювання (unified modelling language – UML), включаючи розширення мета-моделі UML через породження специфічних стереотипів сегменту бізнесу для підтримки бізнес-процесів і визначення інформації, результуючі об'єкти і описи характеристик специфічних інтерфейсів об'єктів.

Для реалізації інформаційного обміну та зберігання даних методологією UMM передбачається використання інформаційних Інтернет-технологій, зокрема розширеної мови розмітки (eXtensible Markup Language – XML) та набору специфікацій ebXML для XML, які використовуються для визначення структури даних та вимог до опису специфічних для ринку електроенергії повідомлень, базових компонент, процесів та методів обміну інформаційними повідомленнями з подальшою їх стандартизацією.

Таким чином об'єктно-орієнтована модель ринку електричної енергії – це формальний, уточнений і деталізований опис усього ринку з використанням методології моделювання електронного бізнесу UMM UN/CEFACT, що ґрунтується на мові моделювання UML для чотирьох ділових процесів з бізнес-моделювання, формування вимог, аналізу та проектування.

Одним із способів використання об'єктно-орієнтованих моделей ринку електроенергії є побудова на їх основі рольових моделей, яка є необхідною складовою адміністративного процесу та системи управління ринком електричної енергії. При цьому метою рольового моделювання є визначення основних взаємовідносин між учасниками та/або сегментами ринку на основі загальноприйнятих понять та положень, а також опис цих взаємовідносин з використанням методів об'єктно-орієнтованого моделювання. Рольова модель має бути зрозумілою як для учасників ринку електроенергії України, що використовують її

в якості інструменту для навчання учасників та адміністрування роботи, так і для розробки програмного забезпечення та інформаційно-технологічних систем управління. Рольове моделювання є ефективним засобом пошуку шляхів оптимізації функціонування сегментів та діяльності учасників ринку на основі аналізу бізнес-процесів, що виникають на ринку електричної енергії. Ще одним важливим аспектом використання рольової моделі є можливість створення на її основі «путівника учасника ринку» яким є прийнятний для людського сприйняття опис ринку, що містить текстову та табличну інформацію та може використовуватися у якості словника понять, має засоби візуального відображення взаємодій між учасниками та сегментами ринку, а також може містити опис основних правових та регуляторних норм.

Побудова рольових моделей, що базуються на використанні UMM, передбачає розробку та використання ряду діаграм на базі UML, а саме [59-62]:

- карти бізнес-операцій (Business operation maps), яка застосовується для опису функціонального розподілу ринку електроенергії на сегменти, сфері процесів та процеси з метою полегшення сприйняття рольової моделі нового ринку та інформаційних потоків;
- діаграми варіантів використання або діаграми прецедентів (Use case diagram) які дозволяють виділити певні процеси та відображають взаємовідносини між ролями учасників, процесами та їх функціями в окремих сегментах або сферах процесів сегментів ринку;
- діаграми дій (Activity diagram), які демонструють суть процесів та дозволяють деталізувати особливості алгоритмічної та логічної послідовності дій при реалізації певних процесів на ринку або його сегментах;
- діаграми послідовності дій (Sequence diagram), які дозволяють проводити моделювання взаємодій між ролями учасників ринку шляхом виділення часової послідовності проходження інформаційних повідомлень або документів;
- діаграми класів (Class diagram) які використовуються для опису структури та взаємовідносин між інформаційними повідомленнями та

електронного документообігу в рамках певної області процесів, сегменту або ринку електроенергії в цілому.

На рисунку 1.4 наведено етапи побудови рольових моделей до яких відноситься об'єктно-орієнтований аналіз, проектування та конструювання рольової моделі.

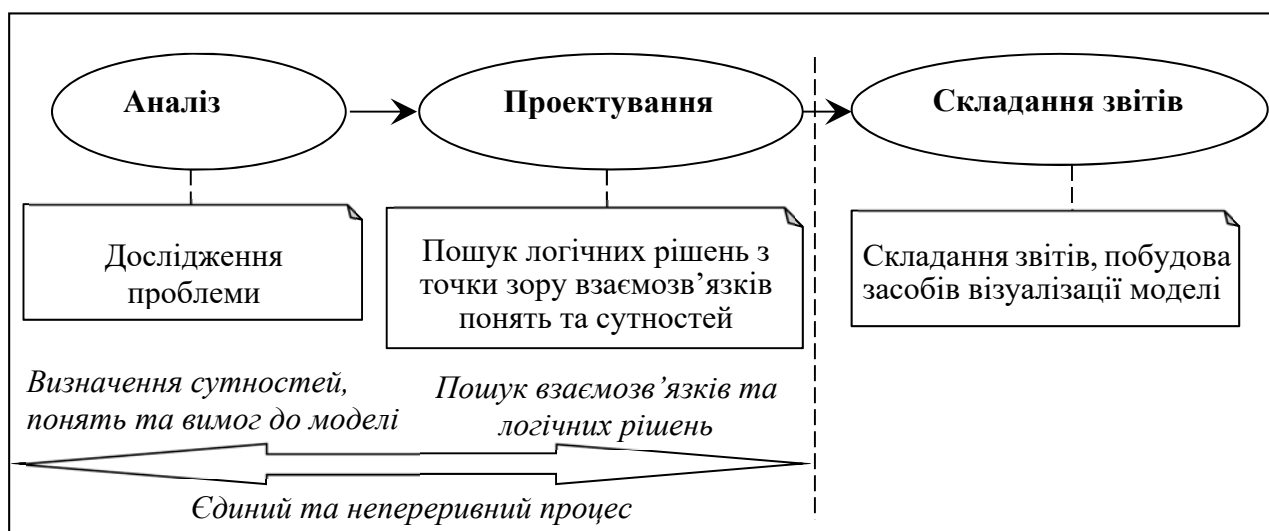


Рис. 1.4. Основні етапи побудови рольових моделей

Першочерговими етапами побудови рольової моделі є об'єктно-орієнтований аналіз та проектування які полягають в дослідженні предметної області та пошуку логічних рішень для реалізації рольової моделі. В процесі об'єктно-орієнтованого аналізу та проектуванні основну увагу слід приділяти визначенню, класифікації та опису понять (об'єктів) рольової моделі та їх сутностей в термінах предметної області, створенню словника рольової моделі, а також аналізу вимог до взаємодій між поняттями в рамках рольової моделі. При об'єктно-орієнтованому проектуванні проводиться декомпозиція моделі ринку на ролі та процеси (сегменти, області процесів, процеси тощо), визначаються логічні взаємозв'язки між ролями та процесами.

Така декомпозиція призводить до створення ієрархій типів ролей та процесів. Аналіз вимог до рольової моделі передбачає визначення вимог до формулювання

процесів у вигляді прецедентів - текстових описів процесів, а також UML – діаграм прецедентів – візуального відображення прецедентів та їх взаємозв'язків. Також при об'єктно-орієнтованому плануванні розробляється попередня концептуальна діаграма рольова модель, яка призначена для більш глибокого розуміння понять, прецедентів та взаємозв'язків між ними з подальшим доповненням у рамках кожного нового циклу розробки або деталізації рольової моделі. На основі попередньої концептуальної діаграми рольової моделі ринку розробляються рольові моделі та будуються UML – діаграми прецедентів окремих його сегментів.

Сьогодні в країнах Європи розроблена гармонізована рольова модель ринку електричної енергії ENTSO-E [53], яка є засобом формального визначення ролей і сфер, що використовуються в бізнес-процесах на ринку електроенергії. Згідно з цією моделлю сторона, задіяна на ринку, може виконувати декілька ролей, наприклад ОСП часто виконує роль як СО, так і роль відповідального за урегулювання небалансів. Проте в документі визначено дві різні ролі, оскільки ці ролі не завжди виконує одна сторона. Навіть у великій організації ролі можуть виконувати не один і той самий підрозділ. Тому потрібно чітко визначати ролі для того, щоб мати можливість, за потреби, правильно їх використовувати. Важливо розрізняти ролі, наявні на певному ринку та сторони, що можуть виконувати ці ролі. Члени ENTSO-E та асоційовані організації визначали певну роль кожний раз, коли було потрібно вирізняти її у процесі інформаційного обміну на ринку електричної енергії.

Для того, щоб побудувати діаграму рольової моделі, застосовують два основні UML символи: символ «актора», використовуваний для подання ролі, та символ «класу», використовуваний для визначання певної області.

Рольова модель [57], зображена на рисунку 1.5,а, показує символ актора, використовуваний для ідентифікації ролей. Він також подає концепцію узагальнених взаємовідносин. Узагальнені взаємовідносини на рисунку показують, що три ролі наслідують базові властивості СВБ.

Символи класу означені на рисунку 1.5,б, показують приклад областей та вказують на те, що область ринку є узагальненням місцевих областей ринку, областей спільної пропускної спроможності та областей розподіленої пропускної спроможності.

Також можна побачити, що область ринку складається із балансових областей ринку. На рисунку 1.5,в показано, як можуть взаємодіяти ролі. Взаємовідносини, що існують між ролями та областями показані стрілками, зображені між ними. Наприклад, СО керує балансовою областю ринку та звітує даними щодо планування та регулювання до СВБ, яка, в свою чергу, здійснює фінансовий контроль балансової області ринку.

Звичайно, рольова модель не означає всіх взаємовідносин, що можуть існувати між ролями та областями. Взаємовідносини в моделі існують лише для того, щоб висвітлити основні процеси, що обумовлюють наявність ролі або області.

До основних понять та термінів, що використовуються при побудові рольової моделі енергетичного ринку, відносять такі [57, 61]:

- *роль* є визначеною характеристикою сторони при її взаємодії з іншими сторонами. Різні сторони не можуть виконувати одну і ту саму роль в межах одної транзакції. Учасники ринку здійснюють свою діяльність на ринку шляхом виконання ролей, наприклад, таких, як СО, торговець. Ролі характеризують зовнішні ділові зв'язки з іншими сторонами відповідно до мети, визначеної бізнес-транзакцією;

- *сфера* представляє розмежовану область, що однозначно визначена, як область досягнення певної мети, і де може бути визначено процеси споживання, виробництва або торгівлі електроенергією;

- *сторона* представляє організацію або частину організації, яка бере участь в бізнес-транзакції. В межах визначеної бізнес-транзакції вона виконує певну роль або низку ролей. Метою декомпозиції організацій-учасників ринку електроенергії на декілька незалежних ролей є формування бізнес-процесів, де виконуються відповідні ролі для здійснення певної бізнес-транзакції;

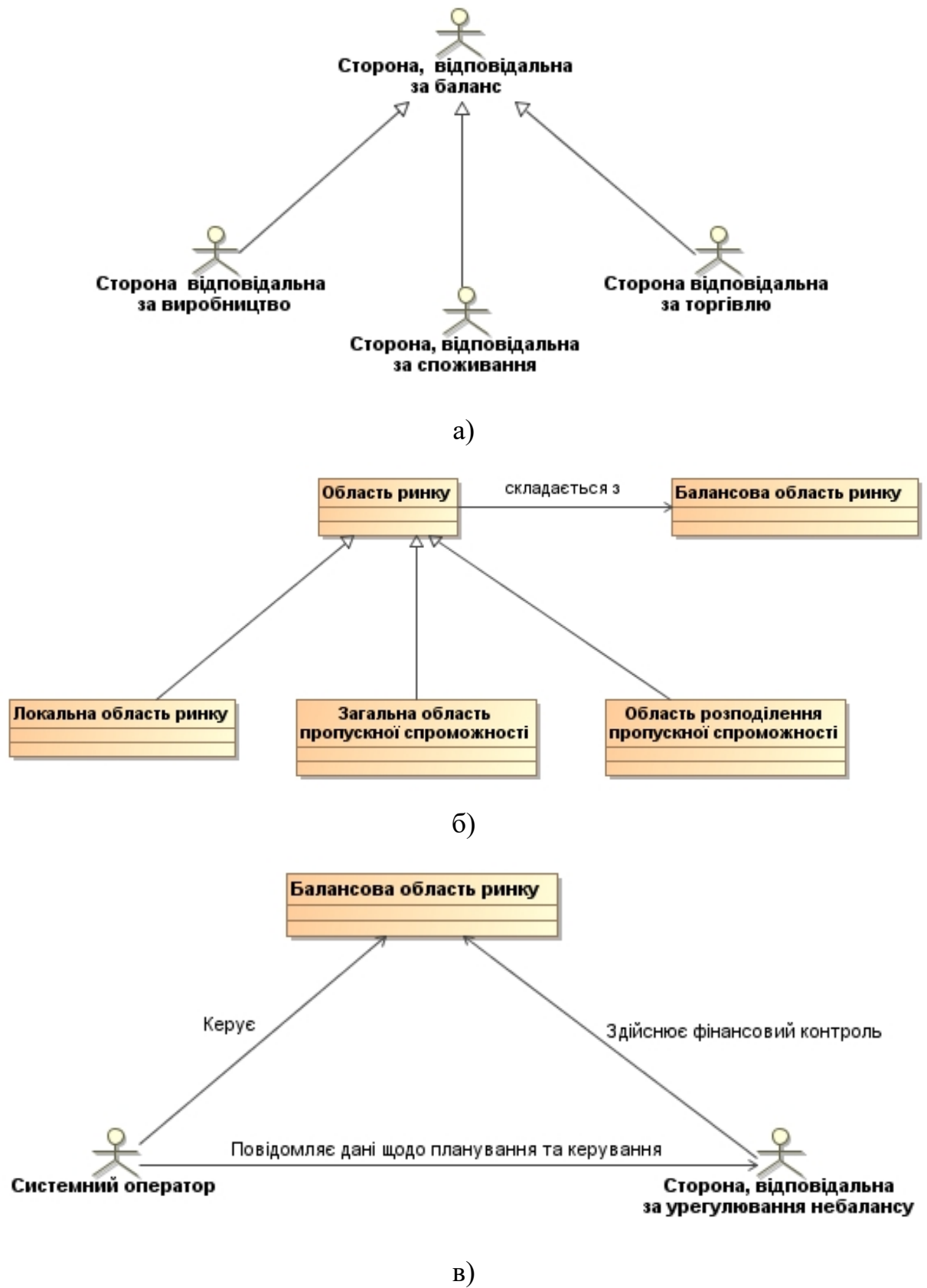


Рис. 1.5. Символи актору (а), класу (б), взаємовідносини ролі та області (в) у рольовій моделі

- *бізнес-процес* може бути визначений, як формальний опис низки бізнес-транзакцій, що здійснюються для досягнення спільної бізнес-мети;
- *бізнес-транзакція* може бути визначена, як наперед визначена низка дій, що ініціюються ролями для досягнення спільної бізнес мети і що закінчуються при досягненні однієї з цілей, узгоджених всіма ролями, які беруть участь в цій бізнес-транзакції. Тобто бізнес-транзакція складається з одного чи декількох інформаційних потоків, які мають закінчуватися бізнес-повідомленнями, що передаються між ролями.

Двом сторонам не треба виконувати однаковий набір ролей. Можливість виконання декількох ролей однією стороною може бути врахована у одному інформаційному обміні разом із необхідною інформацією про всі ролі, що виконуються цією стороною. Ролі автоматично розділяються для того, щоб забезпечити здійснення мінімально необхідні дії для певного бізнес-процесу на ринку електроенергії. Рольова модель не має на меті визначати самі бізнес-процеси чи бізнес-транзакції, а містить лише представлення та опис основних бізнес-повідомлень, що передаються між ролями. Бізнес-повідомлення визначають необхідність введення певних ролей для їх реалізації. Сторона може виконувати одну чи кілька ролей в рамках даного бізнес-процесу.

Важливо, щоб під час визначення бізнес-процесу, що складається з однієї чи кількох бізнес-транзакцій, обмеження на кожне бізнес-повідомлення в бізнес-транзакції встановлювалося виключно відносно ролі та сторони, що виконує цю роль у бізнес-транзакції. Сторона, що виконує лише одну роль, може брати таку саму активну участь у бізнес-процесі, як і сторона, яка виконує кілька ролей. Роль має бути унікальною в рамках моделі і має представляти відносно незалежну функцію. При визначенні доцільності введення ролі в модель слід перевірити можливість забезпечення цією роллю розвитку певного бізнес-процесу з точки зору створення допустимих послідовностей інформаційного обміну і можливість цієї ролі задовольняти умовам, за яких вона має надсилати інформацію. Кожна роль має

нести певну відповідальність, щодо: отримання інформації від іншої ролі; визначення дій, які необхідно провести з відповідною інформацією; забезпечення необхідних функцій; виконання обмежень до процесів, у яких роль бере участь. На рисунку 1.6 наведено загальну схему побудованої гармонізованої моделі ринку електроенергії України [64]. Така діаграма відноситься до типу UML – діаграми прецедентів, з тією особливістю, що в ній відображаються взаємовідносини між сферами та ролями учасників ринку на відміну від UML діаграми функцій в якій відображаються взаємовідносини в окремій сфері процесів цього ринку. Модель реалізована в системі проектування MagicDraw, що дозволяє виконувати редагування та розширення моделі, а також формувати на її основі відповідні звіти. На рисунку 1.7 наведено приклад відображення загальної схеми рольової моделі ринку електроенергії в цій системі.

Наведемо результати аналізу та зіставлення ролей та бізнес-сфер гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії [64], які наведені у документі «Гармонізована рольова модель ринку електричної енергії» (The harmonized electricity market role model) [53] та відповідних ролей та сегментів ринку електроенергії, що планується впровадити в Україні. Фактично зіставлення бізнес-сфер з гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії з відповідними сегментами ринку електричної енергії, що впроваджується в Україні можливе виключно в окремих складових таких сегментів, а не сегментів в цілому.

Це обумовлено тим, що рольова модель є формальним засобом визначання ролей та областей, використовуваних під час інформаційного обміну на ринку електроенергії. Важливо зазначити, що рольова модель [53] це не модель ринку електроенергії, а швидше рольова модель, що стосується інформаційного обміну. Тому виконання зіставлення ролей європейської гармонізованої рольової моделі і моделі ринку електроенергії, що впроваджується в Україні є доцільним з точки зору визначення ролей, які використовуються в рольовій моделі та відповідають основним сторонам та акторам, що визначені для ринку електроенергії України.



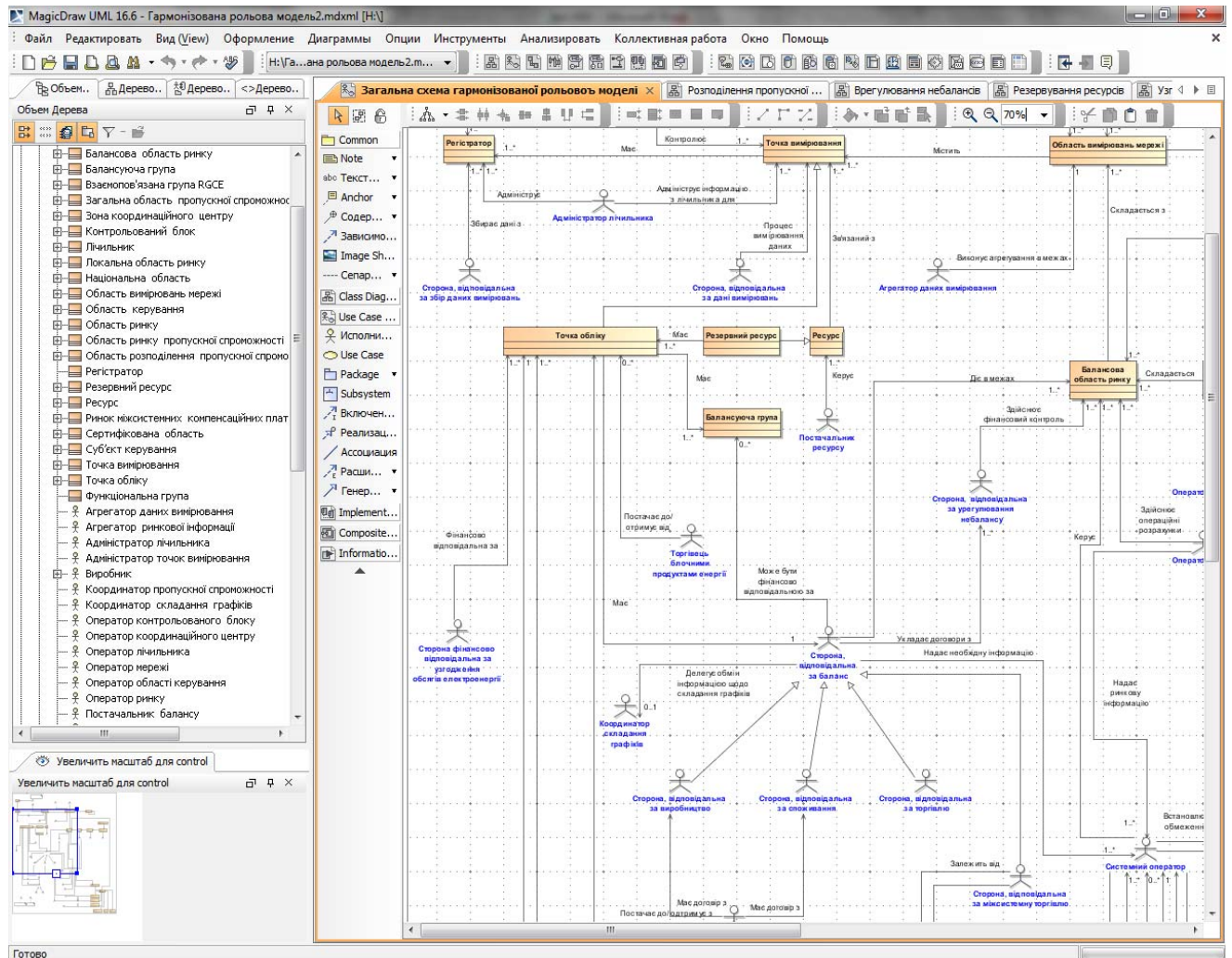


Рис. 1.7. Відображення загальної схеми рольової моделі ринку електроенергії в MagicDraw

В гармонізованій рольовій моделі ринку електричної енергії, окрім загальної схеми рольової моделі та переліку ролей та областей, що використовуються на ринку електричної енергії країн Європи, наведено приклади окремих бізнес-сфер гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії.

Зокрема мова іде про такі бізнес-сфери як: планування, урегулювання небалансів та узгодження обсягів електроенергії, як частини області врегулювання небалансів, резервування ресурсів, розподілення пропускної спроможності, вимірювання.

В таблиці 1.2 наведено зіставлення бізнес-сфер гармонізованої рольової моделі відповідним їм бізнес-сфер лібералізованої моделі ринку електричної енергії України. Надалі при розширенні європейської гармонізованої моделі буде можливо та доцільно виконувати подібну гармонізацію із новими доданими до

моделі бізнес-сферами. Розглянемо більш детально зіставлення сегменту комерційного обліку електричної енергії з відповідною бізнес-сферою рольової моделі. Розширений огляд інших бізнес-сфер наведено в Додатку В цієї роботи.

Таблиця 1.2

Зіставлення бізнес-сфер гармонізованої рольової моделі

Бізнес-сфери гармонізованої рольової моделі	Складові лібералізованої моделі ринку електричної енергії України
Врегулювання небалансів та узгодження обсягів електроенергії, як частини області врегулювання небалансів	Врегулювання небалансів електричної енергії
Планування	Планування режимів роботи
Резервування ресурсів	Ринок ДП
Розподілення пропускної спроможності	Розподіл вільної пропускної спроможності міждержавних перетинів. Інформація щодо пропускної спроможності міждержавних перетинів Обмін інформацією щодо пропускної спроможності міждержавних перетинів Міждержавна координація розподілу пропускної спроможності
Вимірювання	Комерційний облік

Відповідно до Закону [50], комерційний облік на ринку електричної енергії організовується адміністратором комерційного обліку та здійснюється постачальниками послуг комерційного обліку (ППКО). Метою організації комерційного обліку електричної енергії є надання учасникам ринку повної та достовірної інформації про обсяги виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, імпортованої та експортованої, а також спожитої електричної енергії

у певний проміжок часу з метою її подальшого використання для здійснення розрахунків між учасниками ринку. Надання послуг з комерційного обліку здійснюється постачальниками таких послуг на конкурентних засадах, за умови реєстрації ППКО та реєстрації його автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії адміністратором комерційного обліку у порядку, встановленому кодексом комерційного обліку.

Сьогодні в Україні розроблено Кодекс Комерційного обліку електричної енергії [66] в якому вже деталізовані особливості реалізації інформаційного обміну між учасниками ринку та уточнені їх окремі ролі та сторони.

До послуг комерційного обліку електричної енергії належить [66]:

- установа, налаштування, заміна, модернізація, введення та виведення з експлуатації, а також технічна підтримка та обслуговування засобів комерційного обліку, допоміжного обладнання та автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії, їх програмного та апаратного забезпечення;
- збір, керування та адміністрування даних щодо комерційного обліку відповідно до кодексу комерційного обліку;
- учасники ринку мають право вільного вибору постачальника послуг комерційного обліку.

ОСП та ОСР мають зареєструватися в адміністратора комерційного обліку як постачальники послуг комерційного обліку електричної енергії та можуть залучати для забезпечення комерційного обліку інших постачальників послуг комерційного обліку. При цьому, ОСР не має права відмовити учасникам ринку у наданні послуг комерційного обліку на території здійснення своєї ліцензованої діяльності.

Функції адміністратора комерційного обліку покладаються на ОСП, який на ринку електричної енергії відповідно до правил ринку, кодексу комерційного обліку та інших нормативно-правових актів і нормативних документів:

- здійснює адміністрування відносин щодо комерційного обліку шляхом забезпечення реєстрації ППКО, точок комерційного обліку автоматизованих систем, а також контролю за дотриманням учасниками ринку електричної енергії вимог кодексу комерційного обліку;
- координує інформаційний обмін на ринку електричної енергії шляхом визначення регламентів та протоколів інформаційної взаємодії учасників ринку щодо обміну даними комерційного обліку електричної енергії;
- отримує від ППКО дані, визначає їхню придатність до використання та забезпечує центральну агрегацію;
- надає дані комерційного обліку електричної енергії адміністратору розрахунків та іншим учасникам ринку;
- створює та управляє базами даних комерційного обліку електричної енергії, а також централізованими реєстрами ППКО, точок комерційного обліку та автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії;
- здійснює інші функції, передбачені правилами ринку та кодексом комерційного обліку.

В лібералізованій моделі ринку України - це роль, яку виконує ОСП в процесі організації та адміністрування комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, що включає експлуатацію Datahub, реєстрацію, призупинення та анулювання реєстрації ППКО, валідацію, профілювання, сертифікацію та агрегацію даних комерційного обліку

Адміністратор комерційного обліку забезпечує конфіденційність інформації, отриманої від учасників ринку електричної енергії, що використовується ним для виконання своїх функцій на ринку електричної енергії та становить комерційну таємницю, відповідно до вимог законодавства. Він також забезпечує конфіденційність інформації щодо своєї діяльності, розкриття якої може надавати комерційні переваги учасникам ринку електричної енергії.

Основні ролі, які беруть участь у діяльності з комерційного обліку електроенергії України та пов'язаних функцій, а також відповідні їм ролі в гармонізованій європейській моделі наведені в таблиці 1.3.

Я показано на рисунку 1.8, розподіл ролей в сегменті комерційного обміну в Україні частково відрізняється від відповідної гармонізованої європейської моделі, однак такі відмінності не є суттєвими і стосуються перерозподілу та закріплення відповідних ролей, що говорить про фактичну відповідність ролей в лібералізованій моделі ринку електричної енергії України та європейської моделі в частині комерційного обліку. В сегменті комерційного обліку безпосередньо приймають участь такі ролі як Електропостачальник, ОСР, виробники та споживачі електричної енергії. Зокрема Електропостачальник має зареєструватись у Адміністратора точок в якості Постачальника електроенергії для певних точок комерційного обліку об'єктів Споживачів де він здійснюватиме постачання електроенергії (приєднання споживання).

ОСР мають зареєструвати всі точки приєднання, вимірювання та комерційного обліку на межі власних електричних мереж, по яким надходить та відпускається електрична енергія, також запровадити і забезпечити виконання функцій ППКО останньої надії для всіх приєднань та точок вимірювань. ОСР не має права відмовити учасникам ринку, чиї електроустановки знаходяться на території його ліцензійної діяльності, у наданні послуг комерційного обліку. Сторони, відповідальні за комерційний облік, є учасниками ринку електричної енергії – власники обладнання, що встановлене у вузлах вимірювання, які несуть фінансову та юридичну відповідальність за забезпечення комерційного обліку, а також за технічний стан цього обладнання.

**Зіставлення ролей гармонізованої моделі європейського ринку та
лібералізованої моделі ринку електричної енергії України**

Роль в лібералізованій моделі ринку електроенергії України	Роль в європейській моделі	Переклад ролі в Європейській моделі
Адміністратор розрахунків	Imbalance Settlement Responsible; Reconciliation Responsible; Billing Agent	Сторона, відповідальна за урегулювання небалансу; Сторона, відповідальна за узгодження обсягів електроенергії, Сторона відповідальна за білінг
Адміністратор засобів комерційного обліку	Meter Administrator	Адміністратор лічильників
Адміністратор точок ринку електроенергії	Metering Point Administrator	Адміністратор точок вимірювання
Агрегатор даних комерційного обліку	Metered Data Aggregator	Агрегатор даних вимірювання
Виробник електроенергії	Producer	Виробник
Електропостачальник	Balance Supplier	Постачальник балансу
Оператор засобів комерційного обліку	Meter Operator	Оператор лічильника
Оператор зчитування даних з лічильників	Metered Data Collector	Сторона, відповідальна за збір даних вимірювань
Користувачі системи передачі/розподілу	Party Connected to the Grid	Сторона приєднана до мережі
Оператор даних комерційного обліку	Metered Data Responsible	Сторона, відповідальна за дані вимірювань
Оператор ринку	Market Operator	Оператор ринку

Таблиця 1.3 (закінчення)

Оператор системи передачі	System Operator; Grid Access Provider; Transmission Capacity Allocator; Reserve Allocator; Nomination Validator; Market Information Aggregator.	Системний оператор Постачальних послуг доступу до мережі Сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності Сторона, відповідальна за розподіл резервів Сторона відповідальна за валідацію номінованої пропускної спроможності Агрегатор ринкової інформації
Оператор системи розподілу	Grid Operator Grid Access Provider	Оператор мережі Постачальних послуг доступу до мережі
Постачальник ДП	Resource Provider	Постачальник ресурсу
Споживач	Consumer	Споживач
Сторона, відповідальна за баланс	Balance Responsible Party	Сторона відповідальна за баланс
Сторона, відповідальна за комерційний облік	Reconciliation Accountable	Сторона фінансово відповідальна за узгодження обсягів електроенергії
Треjder	Trade Responsible Party	Сторона відповідальна за торгівлю
Уповноважений банк ринку електроенергії	Billing Agent	Сторона відповідальна за білінг
Постачальник послуг з балансування	Balance Supplier	Постачальник балансу

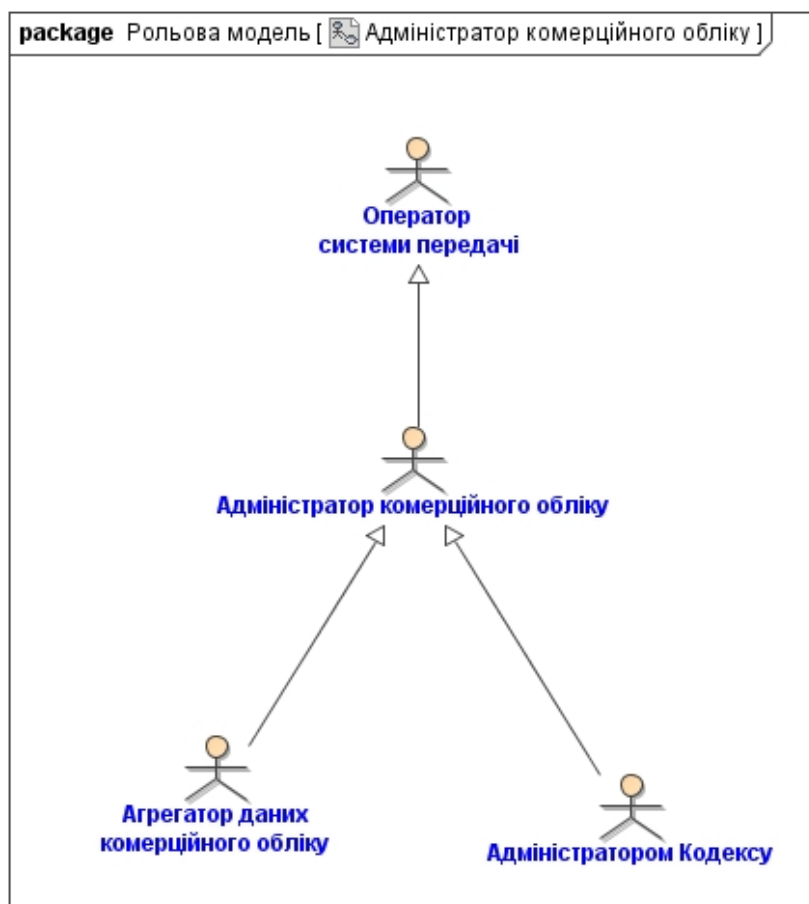
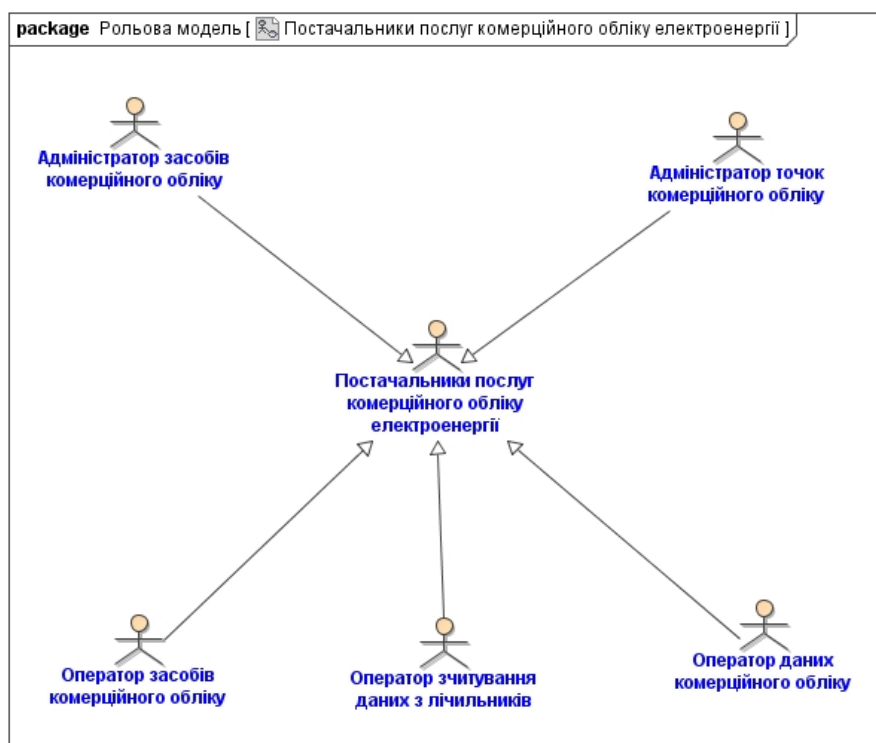


Рис. 1.8. Ролі Адміністратора та Постачальника послуг комерційного обліку

Як було зазначено вище, важливо розрізняти ролі, наявні на певному ринку та сторони, що можуть виконувати ці ролі. У результаті, європейська модель визначає всі ролі, наявні під час інформаційного обміну на ринку електроенергії. Ці ролі визначають зовнішні інтерфейси, якими керує сторона для певних процесів. Також модель визначає різні сфери, потрібні для інформаційного обміну на ринку електроенергії. Сфера представляє об'єднання сторін зі спільними характеристиками. Звичайно, рольова модель не означає всіх взаємовідносин, що можуть існувати між ролями та областями. Взаємовідносини в моделі існують лише для того, щоб висвітлити основні взаємовідносини, що виправдовують наявність ролі або сфери. Інакше кажучи, в моделі наведено не всі взаємовідносини. Рольова модель має бути використана, як базис для побудови бізнес-процесів, що потрібні для ринку електроенергії. Загальний характер рольової моделі має охоплювати всі ролі, що можуть бути використані у неоднорідному середовищі. Наведемо зіставлення інших ролей гармонізованої рольової моделі та лібералізованої моделі ринку електричної енергії України. У таблиці 1.3 наведено ролі визначені в гармонізованій рольовій моделі та їх переклад із відповідними цим ролям термінами, що вживаються в Законі України «Про ринок електричної енергії» [50] та уточнені в Правилах ринку електричної енергії України [67, 68], Кодексі системи передачі та розподілу [69, 70] та Кодексі комерційного обліку [66].

Як видно з таблиці 1.3, Закон [50] та передбачена в ньому модель в цілому відповідає загальній моделі ринку електричної енергії в Європі. Однак є певні відмінності які потребують додаткового роз'яснення.

Сторона, задіяна на ринку, може виконувати декілька ролей, наприклад ОСП (ОСП чи СО в європейській рольовій моделі) часто виконує роль як СО, так і роль СВБ, яка в свою чергу відповідає ролі Адміністратора системи розрахунків в Україні. Проте як в європейській моделі, так і в Законі [50] визначено дві різні ролі, оскільки ці ролі не завжди виконує одна сторона. Навіть у великій організації ролі можуть виконувати не один і той самий підрозділ. Тому, потрібно чітко визначати ролі для того, щоб мати можливість, за потреби, правильно їх використовувати.

Також, наприклад, Постачальник балансу (Balance Supplier), що присутній в Європейській рольовій моделі є стороною, яка торгує різницею між поточним вимірним обсягом споживання енергії та енергією, купленою за контрактом стороною, приєднаною до мережі. На додаток, постачальник балансу торгує будь-якою різницею за контрактом (сторони, приєднаної до мережі) та вимірним обсягом виробництва. Для кожної точки обліку є лише один постачальник балансу.

Відповідно до Закону [50] та Правил ринку [67] на ринку електричної енергії передбачена така роль як Постачальник послуг з балансування. Тобто це є учасник ринку, який відповідає вимогам правил ринку щодо участі у балансуванні обсягів виробництва (відпуску), імпорту та споживання, експорту електричної енергії, що здійснюється на БР, та зареєстрований для участі у балансуванні. Однак, таке визначення не в повній мірі відповідає ролі Постачальника балансу в європейській моделі. Законом [50] також передбачена така сторона, як електропостачальник – суб'єкт господарювання (Електропостачальник), який здійснює продаж електричної енергії за договором постачання електричної енергії споживачу. Таким чином, замість ролі Постачальника балансу в лібералізованому ринку електричної енергії України передбачено дві ролі, що розподіляють між собою окремі функції, а саме: Постачальник послуг з балансування та Електропостачальник.

Вочевидь, що найбільша різниця між європейською рольовою моделлю та лібералізованою моделлю ринку електричної енергії України полягає в об'єднанні багатьох ролей та функцій для ОСП. Так ОСП на БР здійснює: купівлю та продаж електричної енергії для балансування обсягів попиту і пропозиції електричної енергії у межах поточної доби; купівлю та продаж електричної енергії з метою врегулювання небалансів електричної енергії СВБ. ОСП, з метою балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії та/або врегулювання системних обмежень, надає постачальникам послуг з балансування команди на збільшення (зменшення) їхнього навантаження, здійснюючи на ринкових засадах відбір відповідних пропозицій (заявок) постачальників послуг з балансування у порядку, визначеному правилами ринку. Також ОСП:

- забезпечує недискримінаційний доступ до системи передачі, надає послуги з приєднання до системи передачі, забезпечує недискримінаційне ставлення до користувачів системи передачі тобто відповідно до гармонізованої рольової моделі виконує роль Постачальника послуг доступу до мережі;
- надає послуги з передачі електричної енергії з дотриманням встановлених показників якості надання послуг;
- забезпечує технічне обслуговування системи передачі, підтримання її в експлуатаційній готовності та розвиток з метою забезпечення довгострокового попиту на передачу електричної енергії з урахуванням вимог щодо надійності та ефективності системи передачі, охорони навколишнього природного середовища;
- забезпечує достатню потужність передачі та надійність системи передачі;
- здійснює диспетчерське (оперативно-технологічне) управління режимами роботи ОЕС України та забезпечує операційну безпеку ОЕС України;
- планує режими роботи ОЕС України;
- приймає та акцептує добові графіки електричної енергії учасників ринку;
- купує послуги з балансування та забезпечує функціонування БР, здійснює купівлю-продаж небалансів електричної енергії;
- готує план розвитку системи передачі, оцінку достатності генеруючих потужностей для покриття попиту та забезпечення необхідного резерву;
- здійснює аналіз витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами та заходи щодо їх зменшення;
- забезпечує управління режимами паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами суміжних держав;

Перелічені функції відносяться до задач, розв'язуваних СО на європейських ринках електричної енергії. Крім того ОСП виконує аналіз системних обмежень та врегульовує їх шляхом застосування ринкових механізмів, розподіляє пропускну спроможність міждержавних перетинів, розробляє правила ринку, кодекс системи передачі, кодекс комерційного обліку, правила управління обмеженнями, порядок розподілу пропускну спроможності міждержавних перетинів та подає їх на

затвердження Регулятора, взаємодіє з ОСП суміжних держав, здійснює координацію дій та обмін інформацією з ними.

Тобто, фактично ОСП виконує ролі, що відповідають Стороні, відповідальній за розподіл пропускну́ї спроможності та Стороні, що відповідає за валідацію номінованої пропускну́ї спроможності в гармонізованій моделі європейського ринку електричної енергії. Крім того ОСП забезпечує роботу ринку ДП та закуповує ДП з метою дотримання операційної безпеки ОЕС України, здійснює моніторинг виконання постачальниками ДП зобов'язань з їх надання. Зазначені функції в рольовій моделі належать Стороні, що відповідає за розподіл резервів. На ринку ДП ОСП купує ДП для забезпечення надійної роботи ОЕС України та належної якості електричної енергії. Як було показано вище ОСП забезпечує комерційний облік електричної енергії та обмін даними комерційного обліку.

ОСП зобов'язаний: надавати повідомлення про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії за укладеними двосторонніми договорами; оприлюднювати на своєму офіційному веб-сайті інформацію, передбачену законодавством та технічними кодексами; зберігати інформацію, необхідну для аналізу якості послуг з електропостачання. Це обумовлює виконання їм ще однієї ролі, а саме Агрегатора ринкової інформації відповідно рольової моделі загальноєвропейського ринку електричної енергії.

На рисунку 1.9 наведені ролі, що передбачені гармонізованою рольовою моделлю ринку електричної енергії та відповідають функціям ОСП в лібералізованій моделі ринку електричної енергії України. Як видно, однією з ролей є Постачальник послуг доступу до мережі. Зазначена роль фактично притаманна, як ОСП, так і ОСР. Відмінність полягає у наданні доступу на рівні магістральних чи розподільчих мереж окремими операторами. ОСП та ОСР мають надавати доступ до своїх електричних мереж на недискримінаційній та прозорій основі всім користувачам системи передачі/розподілу. Зазначені відмінності не суперечать європейським вимогам та загальній практиці, оскільки відповідно до рольової моделі ролі описують зовнішні бізнес зв'язки з іншими сторонами відносно цілі заданої бізнес операції.

Однак, з іншого боку, такий підхід ускладнює розуміння української моделі ринку електричної енергії виробниками та постачальниками програмного забезпечення та учасниками європейських ринків.

Також, важливу основоположну роль ОСП в сегменті торгівлі та розподілу пропускної спроможності, оскільки визначає структуру розподілу пропускної

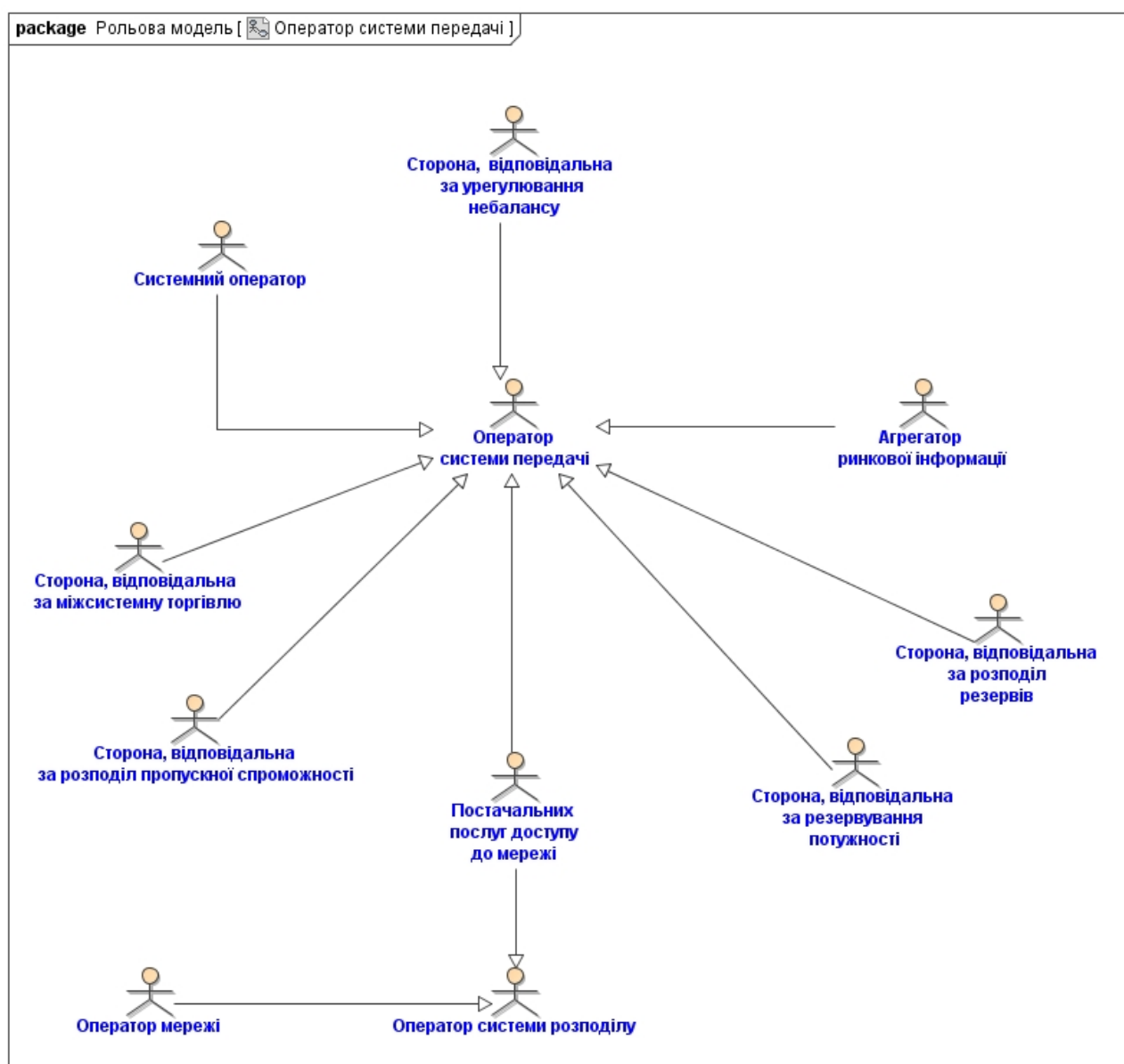


Рис. 1.9. Ролі ОСП зіставлені з гармонізованою рольовою моделлю

спроможності для різних часових періодів, яка може включати резервування частки пропускної спроможності для розподілу на добу наперед та внутрішньодобового розподілу. ОСП має оприлюднювати: вимоги до безпеки, технічної експлуатації та

планування режимів роботи міждержавних перетинів. Така інформація має включати загальний алгоритм розрахунку загальної пропускної спроможності та запасу надійності відповідно до електричних та фізичних показників мережі.

Таким чином, на основі виконаного аналізу та зіставлення ролей, показано, що розподіл ролей в лібералізованій моделі ринку електричної енергії України в цілому відповідає європейській гармонізованій моделі. Існуючі відмінності не впливають суттєвим чином на загальне представлення моделі і стосуються перерозподілу та закріплення відповідних ролей, що говорить про фактичну відповідність ролей в лібералізованій моделі ринку електричної енергії України та європейської моделі

Розглянемо приклад побудови рольової моделі окремої бізнес-сфери ринку електричної енергії «управління енергосистемою», діаграма прецедентів якої наведена на рисунку 1.10.

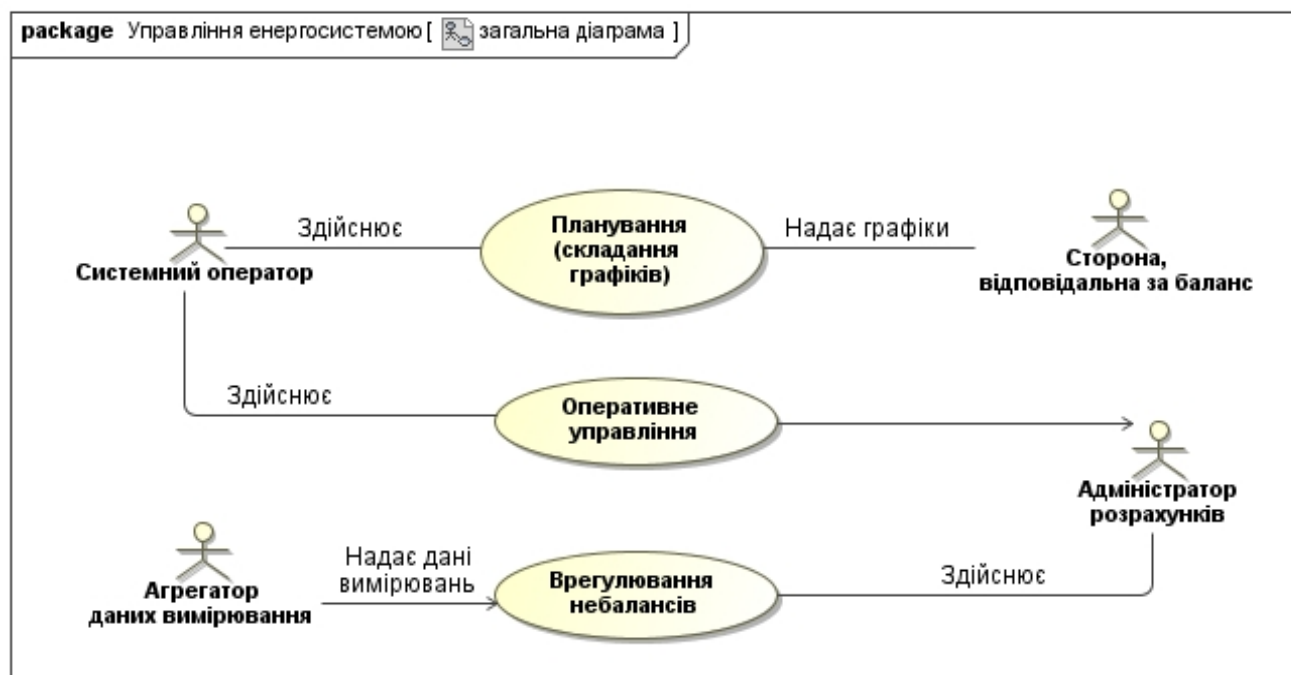


Рис. 1.10. Діаграма прецедентів бізнес-сфери «управління енергосистемою»

Така модель розроблена згідно рекомендацій ENTSO-E та з урахуванням особливостей ринку електроенергії України, і поділяється на три сфери процесів: «планування», «оперативне управління» та «врегулювання небалансів». Сфера процесу

планування включає процеси складання графіків (в межах області) та операції з імпорту/експорту. На ринку СВБ несуть фінансову відповідальність за свій небаланс та мають максимально забезпечувати збалансованість своїх договірних обсягів продажу та купівлі електричної енергії і фактичних обсягів виробництва та споживання електричної енергії. Фізичне врегулювання небалансів в ОЕС України здійснюється СО на БР, а небаланс СВБ розраховується адміністратором розрахунків, виходячи з обсягів купівлі-продажу електричної енергії за усіма її двосторонніми договорами та біржовими угодами, а також акцептованих заявок та пропозицій на БР і фактичних обсягів виробництва та споживання нею електричної енергії.

На рисунку 1.11 наведено основні процеси, що мають бути реалізовані на етапі планування (складання графіків). При складанні графіка навантаження ОЕС України СО має забезпечити врахування погодинних графіків виробництва та споживання електроенергії учасників ринку, електропередавальної та електророзподільних організацій; наявність необхідних резервів потужності відповідно до укладених ним договорів про надання ДП; врегулювання системних обмежень. Погодинні графіки виробництва або споживання електроенергії, затверджені СО в установленому правилами ринку порядку, є обов'язковими для виконання. У процесі складання графіків, з метою перевірки небалансів, СВБ, надсилають до СО свої планові графіки щодо торгівлі, постачання (навантаження) та виробництва електроенергії. Процес надалі поділяється на послідовні етапи: валідація повідомлень, валідація балансу та аналіз енергосистеми. У взаємодії ці три етапи є транзакціями і не можуть бути надалі поділені.

На етапі оперативного управління виконуються відповідні плани та здійснюється балансування енергосистеми за рахунок балансуючої енергії та, за необхідності, використання ДП з метою забезпечення надійності функціонування енергосистеми.

На етапі урегулювання за будь-який небаланс (різницю між фактичними показами лічильників або профілями навантаження та графіками) виставляється рахунок для СВБ. Наведена на рисунку 1.12 діаграма послідовності представляє основні потоки інформації, якою мають обмінюватися учасники області процесів складання графіку. Перші два інформаційні потоки (1 та 2) відносяться до сфери-процесів, пов'язаних із розподіленням пропускної спроможності, і можуть бути деталізовані у відповідності до правил ринку.

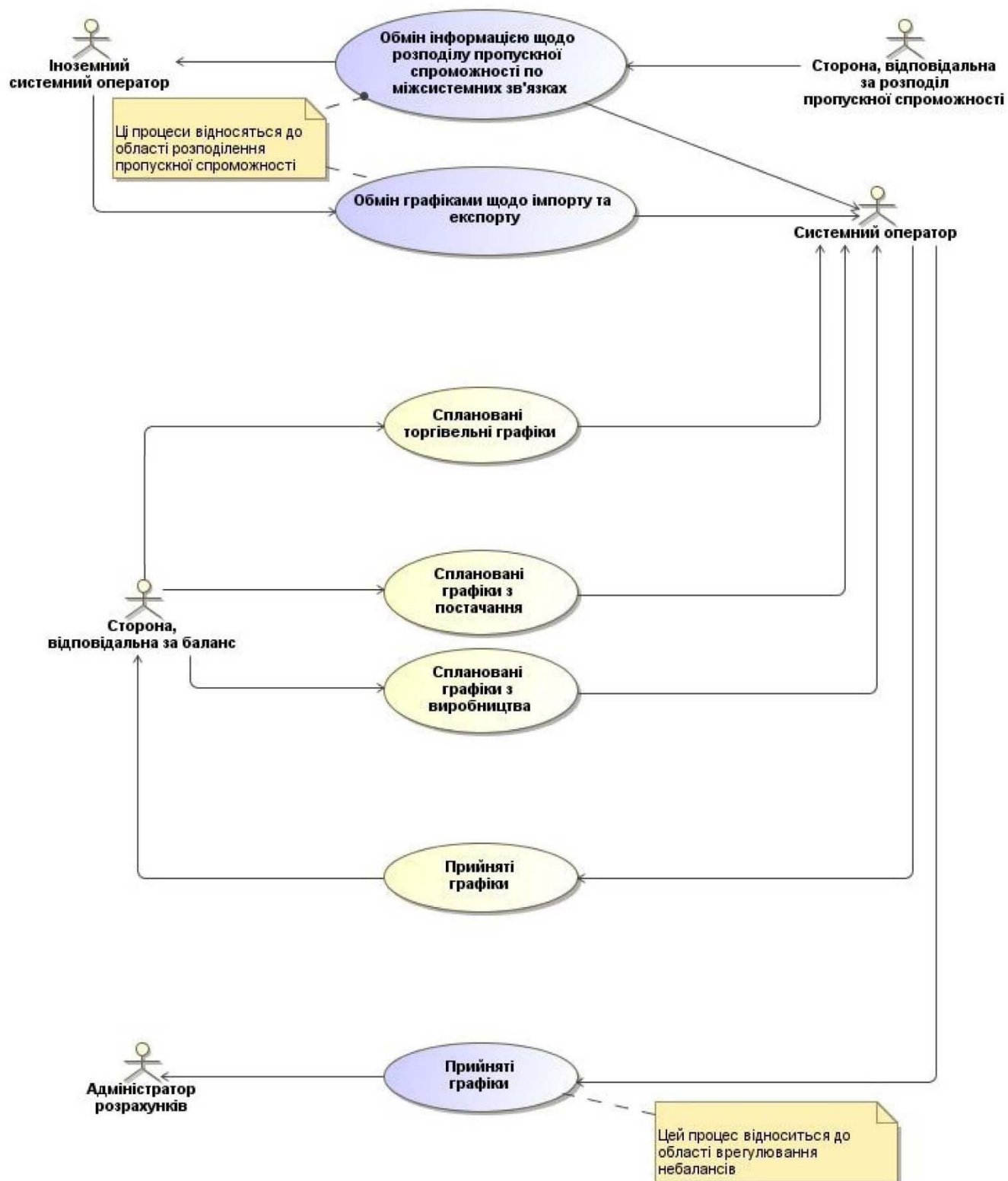


Рис. 1.11. Діаграма бізнес-сфери планування

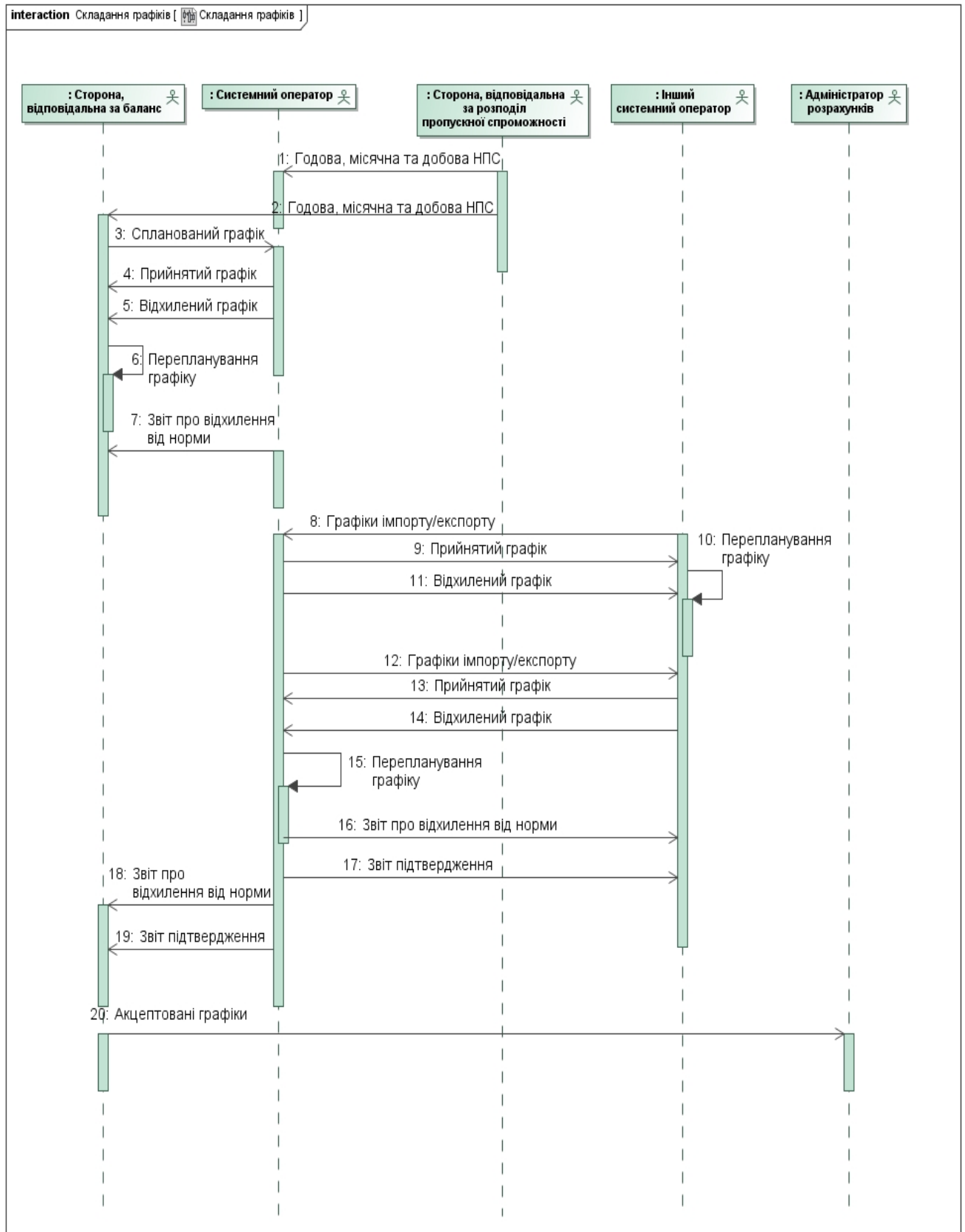


Рис. 1.12. Діаграма послідовності потоків інформації підчас обміну учасників сфери-процесів складання графіку

Зокрема, має існувати можливість надання інформації щодо розподіленої наявної пропускної спроможності (НПС) як по міжсистемних зв'язках між державами, так і всередині енергосистеми однієї країни у разі запровадження окремо виділених балансових областей ринку. Останній інформаційний потік даних (20) пов'язаний із областю процесів врегулювання небалансів і є завершальним етапом складання графіку на добу наперед.

На рисунку 1.13 наведена діаграма дій щодо інформаційного обміну при складанні графіку. Для кожної доби постачання, згідно наведеної діаграми, СО має отримати сплановані графіки від СВБ і надіслати повідомлення СВБ щодо прийняття або, у разі виникнення помилок, відхилення цих графіків.

Кожний графік подається у визначених СО порядку та у формі таким чином, щоб для кожної хвилини кожного розрахункового періоду доби, для якої надається графік, він міг визначити очікуваний рівень потужності «диспетчеризованої» одиниці.

Для кожної доби постачання електроенергії, СО починає процес перевірки інформації, розраховуючи для кожного розрахункового періоду наступної доби очікуваний стан балансу кожної СВБ на основі отриманої інформації та подає кожній СВБ звіт щодо прийняття графіку, який містить:

- агреговане прогнозоване споживання електроенергії;
- планове сукупне виробництво електроенергії всіма учасниками ринку, що належать до цієї СВБ та що не є зареєстрованими в якості оперативно керованих блоків;
- суму розрахованих обсягів електроенергії для постачання для кожного оперативно керованого блоку, зареєстрованого за СВБ, а також очікуваний стан балансу СВБ.

Відповідно до вимог міжнародних стандартів серії ІЕС 62325, які було гармонізовано в межах підготовки цієї роботи, цикл інформаційного обміну при складанні графіку має складатися з трьох етапів.

Початкова передача графіку до СО. Протягом цього етапу перевіряється походження документу та його валідація, а також узгодженість графіків, що надані в документі.

На другому етапі виконується валідація балансу графіку по СББ. Якщо встановлено, що надані в графіку значення не збігаються або інформація надана помилково, то СО надсилає звіт про відхилення від норми. В цьому разі СББ має повторно надіслати графік.

На останньому етапі виконується уточнення та прийняття графіка з боку СО. Виконується аналіз можливості забезпечення балансу енергосистеми з урахуванням обмежень щодо виробництва та передавання електроенергії та у відповідності до правил ринку.

У разі виникнення відхилень СО повинен їх розрахувати та повідомити про це СББ, яка, в свою чергу, має переробити графік відповідно до розрахунків СО.

Відзначимо, що для реалізації інформаційного обміну та зберігання даних слід використовувати інформаційні інтернет-технології, зокрема XML та набори специфікацій для XML, які використовуються для визначення структури даних та вимог до опису специфічних для ринку електроенергії повідомлень, базових компонент, процесів та методів обміну інформаційними повідомленнями з подальшою їх стандартизацією.

В Додатку В наведено опис інших прикладів представлення процесів інформаційного обміну в окремих сегментах лібералізованої моделі ринку електричної енергії України, що є необхідним для практичного впровадження такої моделі.

Розробка зазначених моделей потребувала опрацювання та адаптації інших регламентуючих європейських документів та міжнародних стандартів в Україні.

Перелік міжнародних стандартів та основних опублікованих документів ENTSO-E що стосуються опису окремих бізнес-сфер та процесів інформаційного обміну в сегментах лібералізованої моделі наведено в наступному підрозділі роботи разом з описом окремих складових системи управління ринком.

1.4 Основні складові системи управління ринком електроенергії, вимоги ENTSO-E та міжнародні стандарти з організації інформаційного обміну на ринку електричної енергії

1.4.1 Функціональний розподіл складових системи управління ринком електроенергії

Відповідно до Правил ринку електричної енергії України [67] для забезпечення функціонування цього ринку передбачено впровадження системи управління ринком [71, 72].

Тісний зв'язок між задачами, розв'язуваними АР, ОР та ОСП у ролі СО, а також особливості відведених їм ролей повинні враховуватись у функціональному наповненні відповідних інформаційно-технологічних систем цих учасників ринку електроенергії (рис. 1.14).

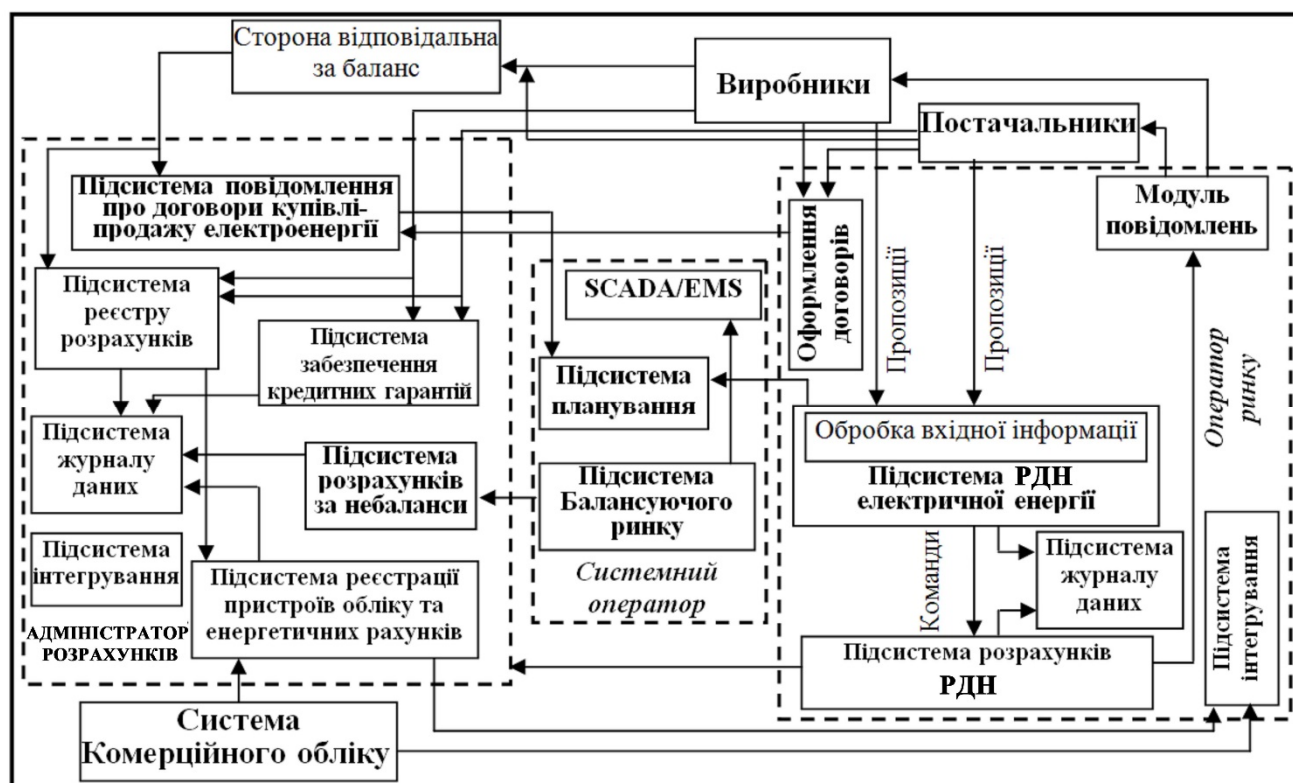


Рис. 1.14. Особливості архітектури та взаємодії інформаційно технологічних систем АР, ОР та СО

Важливою особливістю процесу впровадження зазначеної системи та її окремих складових є необхідність забезпечення їх відповідності міжнародним стандартам та європейським регламентуючим документам, що дозволить як використати вже існуючі практичні рішення шляхом їх адаптації до українських умов з одного боку, так і забезпечити сумісність таких систем із вже використовуваними системами в окремих країнах Європи, що є важливим з точки зору майбутньої інтеграції ринку електричної енергії України до загальноєвропейського ринку електричної енергії.

Особливості інформаційно-технологічної системи оператора ринку.

З метою виконання своєї основної функції – оператора РДН – ОР потребує використання декількох підсистем, які спільно становлять інформаційно-технологічну систему ОР, а саме: підсистеми РДН; підсистеми розрахунків на РДН; підсистеми журналу даних та інтегрування.

Підсистема РДН діє як «торговельна платформа» для укладання короткострокових договорів на купівлю/продаж електроенергії з метою встановлення рівноважного балансу попиту та пропозиції електроенергії у період за добу до постачання електроенергії. Підсистема розрахунків на РДН призначена для підготовки і здійснення фінансових операцій між учасниками ринку, а також формування відповідної фінансової і звітної документації (рахунки-фактури, бухгалтерський облік, інтерфейс з кліринговим банком, тощо). Підсистема журналу даних призначена для моніторингу надходження необхідної інформації, обчислення і накопичення вхідної та пов'язаної з нею розрахункової інформації в базі даних. Підсистема журналу поточних даних має включати: управлінську звітність, оперативні та спеціальні звіти.

Функції взаємодії ОР з АР та СО на рівні інформаційно-технологічного управління реалізує підсистема інтегрування. Ця підсистема надаватиме ОР інформацію про учасників ринку, реєстрацію пристроїв обліку, гарантійне кредитне забезпечення учасників ринку, інформацію про договори на РДН, дані обліку електроенергії, експлуатаційні параметри. Інтерфейси зв'язку між ОР та АР повинні забезпечувати обмін інформацією про: реєстраційні та експлуатаційні

параметри учасників ринку електроенергії, фізичні дані за договорами на РДН, складання графіків постачання електричної енергії, прийняття та відхилення заявок і пропозицій учасників, економічні розрахунки. У свою чергу, інтерфейс зв'язку між ОР та СО має забезпечувати обмін інформацією про: фізичні дані за договорами на РДН, графіки виробітку та постачання електричної енергії учасниками ринку. Нарешті інтерфейс ОР з операторами комерційного обліку має забезпечувати отримання фактичних даних обліку електричної енергії, що відносяться до торгівлі на РДН.

Особливості інформаційно-технологічної системи адміністратора розрахунків. Роль АР здійснює суб'єкт ринку електричної енергії, відповідальний за організацію роботи ринку електричної енергії в частині обліку інформації щодо учасників ринку та договорних відносин між ними, а також здійснення розрахунків на БР, ринку ДП послуг та ринку доступу до пропускнуої спроможності міждержавних електричних мереж. В Україні до інформаційно-технологічної системи АР мають входити наступні підсистеми: реєстр розрахунків; реєстрації пристроїв обліку та енергетичних рахунків; забезпечення кредитних гарантій; повідомлень про договори; розрахунків за небаланси; журналу даних та підсистеми інтегрування. Підсистема реєстру розрахунків має виконувати такі функції, як: забезпечення реєстрації учасників ринку та їх припинення; встановлення СВБ, і, відповідно, реєстрації таких учасників за певною СВБ, а за необхідності і перехід цього учасника до іншої СВБ; визначення та моніторинг фінансових гарантій від СВБ; виконання перехідних домовленостей між учасниками ринку. Підсистема реєстрації пристроїв обліку та енергетичних рахунків підтримує реєстри пристроїв обліку електричної енергії та енергетичних рахунків учасників ринку, а також протоколи змін у цьому реєстрі, а саме: переліку загальних вимог щодо реєстрації пристроїв обліку електричної енергії; реєстрації пристроїв обліку окремо по виробниках, постачальниках та великих споживачах електричної енергії; операцій переходу споживачів електричної енергії від одного виробника або постачальника електричної енергії до іншого; розрахунків по рахунках учасників ринку. До основних функцій підсистеми кредитного забезпечення відносяться функції АР

щодо гарантійного кредитного забезпечення: обчислення кредитного ризику небалансів електроенергії; повідомлення про кредитні потреби учасників ринку; оголошення кредитних гарантій учасників ринку. Підсистема повідомлень про договори купівлі-продажу електроенергії надає учасникам та ОР інформацію про контрактні закупівлі електричної енергії та результати розрахунків по цим контрактам. Підсистема розрахунків за небаланси (урегулювання небалансів) здійснює операції по розрахунках за небаланси між заявленими та фактичними об'ємами купівлі-продажу електричної енергії та моніторинг таких операцій, зокрема: обчислення ціни небалансу електричної енергії по кожному учаснику ринку, здійснення розрахунку за небаланс електричної енергії, обробка невиконання учасниками ринку заявок щодо купівлі-продажу електричної енергії, виставлення рахунків та проведення платежів, врахування положень правил ринку електроенергії щодо аварійних ситуацій при розрахунках за небаланси.

Автоматизовані інформаційні системи оператора системи передачі у ролі системного оператора. Для забезпечення функцій СО необхідно впровадити у ОСП сучасної автоматизованої інформаційної системи оператора БР [73 - 75] та ринку ДП. Так для реалізації своєї основної функції – оператора БР – архітектура інформаційно-технологічної системи СО повинна мати такі основні підсистеми: розподілу міжсистемної пропускної спроможності і міждержавної торгівлі електричною енергією; прогнозування обсягів виробництва та споживання електричної енергії, оголошення фізичних даних щодо можливостей постачання електричної енергії і складання графіків роботи учасників ринку; розрахунків БР; журналу даних та підсистеми інтегрування з іншими інформаційними системами підтримки роботи ринку в цілому.

До основних функцій підсистеми прогнозування відносяться: перевірка повідомлень учасників ринку про наявність розбіжностей у їх пропозиціях щодо обсягів та ціни купівлі-продажу електричної енергії; повідомлення учасників ринку про прийняття або відхилення їх пропозицій щодо обсягів та ціни купівлі-продажу електричної енергії; розрахунок для кожної години наступної доби прогнозу попиту

на електричну енергію; по-третє, перевірка системних обмежень на передачу електричної енергії та координація міждержавної торгівлі електричною енергією.

Підсистема розподілу міждержавної пропускної спроможності і міждержавної торгівлі у складі інформаційної системи СО має реалізовувати такі основні функції: визначення рівня наявної пропускної спроможності як для імпорту, так і для експорту електричної енергії для кожної міждержавної ЛЕП та часу, коли ця пропускна спроможність буде виставлена на продаж учасникам ринку; проведення річних, місячних та добових аукціонів з продажу прав на використання пропускної спроможності; обробка заявок та оголошення графіків міждержавного обміну електроенергією.

На підсистему журналу ретроспективних даних покладаються такі функції як здійснення моніторингу надходження про учасників та суб'єктів, що здійснюють керування роботою ринку (управлінська звітність; оперативні та спеціальні звіти) та зберігання інформації, необхідної для забезпечення роботи інформаційної системи СО. Доступ користувачів до підсистеми журналу ретроспективних даних повинен забезпечуватися через «Інтернет-інтерфейс» тобто корпоративну локальну мережу. На основі проведених досліджень розроблена архітектура автоматизованої інформаційної системи оператора БР, загальний опис якої наведений у Додатку Е. Результати цієї роботи практично впроваджені в ДП «НЕК «Укренерго» при підготовці технічного завдання на автоматизовану інформаційну систему оператора БР.

Важливо, що впровадження комплексної системи інформаційного обміну для різних сегментів та складових нової моделі ринку електроенергії України потребує адаптації європейських регламентуючих документів ENTSO-E та побудови на їх основі відповідних бізнес-інформаційних моделей, що мають стати первинною архітектурою інформаційно-технологічних систем керування окремими сегментами або бізнес-сферами лібералізованого ринку електричної енергії.

1.4.2 Вимоги ENTSO-E та міжнародні стандарти з організації інформаційного обміну на ринку електричної енергії

До опублікованих ENTSO-E бізнес-сфер, що мають місце на європейському ринку електроенергії відносяться [76-80]: планування графіків роботи; урегулювання небалансів; розподіл ресурсів з резервів; розподіл та визначення наявної пропускної спроможності; ідентифікація учасників ринку. В документах ENTSO-E є детальний опис та інформаційні моделі основних інформаційних повідомлень що використовуються учасниками ринку електроенергії при інформаційному обміні в наведених бізнес-сферах.

До переліку основних та оприлюднених документів, які доцільно використати в якості основи для побудови комплексної моделі інформаційного обміну на ринку електроенергії України належать наступні: The Harmonised Electricity Market Role Model [53]; ENTSO-E Scheduling System (ESS). Implementation Guide [78]; Settlement Process (ESP).Implementation Guide [79]; ENTSO-E Reserve resource process (ERRP). Implementation Guide [76]; ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN). Implementation Guide [77]; EIC Code implementation guide [80, 81].

Документ ENTSO-E reserve resource process (ERRP) implementation guide (Керівництво до впровадження процесу резервування ресурсів) є документом в якому викладено опис процесу резервування електроенергетичних ресурсів з огляду на визначення складових функціональної та інформаційної взаємодії учасників цього процесу при побудові моделей конкурентних ринків електроенергії в Європі. Цей документ наводить дві основні моделі функціональної та інформаційної взаємодії:

- Модель взаємодії “Системний оператор” – “Постачальник ресурсів”;
- Модель взаємодії “Системний оператор” – “Системний оператор”.

Модель “Системний оператор” – “Постачальник ресурсів” визначає взаємодію між постачальниками ресурсів та СО. Базовий принцип функціонування цієї моделі полягає в тому, що СО залучає до балансування області постачальників

резервів як зі своєї, так і з інших областей балансування. Іншою областю балансування може бути як інший регіон країни, так і інша країна зі своїми правилами ринкової торгівлі. В зазначеному документі розглянуто складові процесу резервування електроенергетичних ресурсів, основними етапами якого є: попередня оцінка резервів; торгівля резервами; планування резервів; активізація резервів; зниження/відновлення резервів.

Модель взаємодії “Системний оператор” – “Системний оператор” заснована на базовому принципі надання СО різних областей один одному послуги з балансування за окремими типами резервів.

Також розглянуто специфіку бізнес-процесів для моделі взаємодії “Системний оператор” – “Системний оператор”, де визначено 3 основних етапи: торгівля резервами; активізація резервів; зниження/відновлення резервів.

Наведено концептуальну діаграму рольової моделі та опис основних бізнес процесів з інформаційного обміну при резервуванні ресурсів. В документі ENTSO-E reserve resource process (ERRP) implementation guide також для кожної з моделей наведено робочі процеси по кожному з етапів процесу резервування електроенергетичних ресурсів. А також наведено деталізовані інформаційні вимоги до системи розподілу резервів та опис відповідних інформаційних повідомлень з визначенням схем у форматі XML.

Документ ETSO Scheduling System (ESS) Implementation Guide (Керівництво до впровадження системи складання графіків) створено з метою стандартизації інформаційного обміну між учасниками ринку на європейському внутрішньому ринку електроенергії в процесі планування. Вторинною метою цього документу є надання постачальникам програмного забезпечення порад щодо створення програм з обміну графіками між всіма задіяними учасниками РДН та внутрішньодобового ринку. Повний процес управління балансом електроенергії поділено на три основні етапи: «планування», «оперативне управління» та «врегулювання небалансів». Даний документ стосується саме першої частини процесу – планування балансів відповідальними сторонами. Опис розробленої рольової моделі на основі цього керівництва наведений у Додатку В. При цьому рольова модель сфери-процесів

планування наведена в попередньому підрозділі роботи. В документі також наводиться деталізований опис інформаційної моделі документа з графіком на основі використання UML, наведено інформаційні структури повідомлень і правила наповнення та аналізу цих структур. Додатково наведено визначення, необхідні для формування інформаційних структур повідомлень у форматі XML та деякі рекомендації щодо зберігання, обробки та передавання інформації у форматі XML.

Документ ENTSO-E Settlement Process (ESP) Implementation Guide (Керівництво до впровадження процесів урегулювання небалансів) містить керівні настанови та рекомендації виробникам програмного забезпечення щодо реалізації підсистем, пов'язаних з обміном інформацією (графіки урегулювання, директиви, узагальнені дані вимірювань та звіти з небалансів і т.д.) між учасниками ринку електроенергії в процесі урегулювання небалансів. Викладено загальний огляд процесу урегулювання небалансів як третьої завершальної фази процесу балансування.

Scheduling System (ESS) Implementation Guide створено з метою стандартизації інформаційного обміну між учасниками ринку на європейському внутрішньому ринку електроенергії в процесі планування. Вторинною метою цього документу є надання постачальникам програмного забезпечення порад щодо створення програм з обміну графіками між всіма задіяними учасниками РДН та внутрішньодобового ринку.

До основних інформаційних складових, необхідних для урегулювання небалансів, віднесено такі дані:

- остаточні графіки, сформовані на останньому етапі процесу планування, для різних періодів часу та агреговані дані вимірювань для кожної СВБ (балансуючої групи, сфери БР, сфери розподілу тощо);
- дані з регулювання, такі як ДП, що визначаються СО та залежать від правил локального ринку і складаються з інформації про скореговані графіки, яка має використовуватись для впорядкування актуальних даних з вимірів, інформація щодо тарифів урегулювання.

В межах процесу урегулювання небалансів розв'язуються такі задачі:

- підтвердження поданих графіків як частина процесу урегулювання та інформування СВБ про прийняті графіки;
- розрахунок узагальненого остаточного графіка для учасників та сфер ринку, а також узагальнення електричних параметрів як складова процесу узагальнення інформації;
- обчислення небалансів як складова процесу визначення небалансів і узгодженого з правилами локального ринку урегулювання параметрів СВБ.

Наведено вимоги до інформації в системі урегулювання небалансів. Додатково наведено визначення, необхідні для формування інформаційних структур повідомлень у форматі XML та деякі рекомендації щодо зберігання, обробки та передавання інформації у форматі XML.

Документ ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN). Implementation Guide (Керівництво по впровадженню системи розподілу та визначення наявної пропускної спроможності). Застосування в Україні процесів інформаційного обміну, пов'язаних із розподіленням пропускної спроможності на європейському ринку електричної енергії, є передумовою забезпечення прозорих механізмів визначення пропускної спроможності та міждержавної торгівлі електричною енергією. Рольова модель сегменту розподілу та визначення наявної пропускної спроможності, що побудована на основі цього керівництва наведена в Додатку В до дисертації.

Документ ENTSO-E EIC Code implementation guide (Керівництво по впровадженню схеми кодування для цілей ідентифікації), що деталізує загальні та конкретні вимоги та бізнес-процеси кодування для цілей ідентифікації - Energy Identification Coding scheme (EIC). Зазначене керівництво стало основою для розробки моделі бізнес-процесів ідентифікації суб'єктів та об'єктів ринку електроенергії, яка побудована в межах виконання дисертаційної роботи та наведена в Додатку В. Зазначена модель практично використана в ДП «Енергоринок» при розробці правил ідентифікації учасників ринку електроенергії України, які наразі відповідають вимогам ENTSO-E EIC Code implementation guide.

В таблиці 1.4 наведено зіставлення окремих підсистем, які містить або з'єднана відповідним чином система управління ринком з окремими документами ENTSO-E та відповідними міжнародними стандартами з метою часткового визначення тих сфер-процесів в сегментах лібералізованої моделі ринку електричної енергії України інформаційний обмін в яких може бути описаний на основі європейських регламентуючих документів ENTSO-E. Слід зазначити, що більшість положень регламентуючих документів ENTSO-E сьогодні є складовими міжнародних стандартів серії ІЕС 62325 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку», що дозволяє впроваджувати на національному ринку вимоги до інформаційного обміну в окремих бізнес-сферах через національні системи стандартизації, зокрема і впроваджувати ці документи, як ДСТУ в Україні. Таким чином розробка бізнес-інформаційних моделей ринку електричної енергії України в частині інформаційного обміну та її окремих сегментів, що є складовою провадження керівних принципів інформаційного обміну на ринку електроенергії України мають базуватися на міжнародних стандартах серії ІЕС 62325 [54, 55, 83-92] та відповідних регламентуючих документах ENTSO-E [76-80].

При розробці основні бізнес-сфери, бізнес-процеси та ролі залучених учасників ринку електричної енергії України мають бути гармонізовані із зальноєвропейською моделлю ринку електроенергії та відповідати рекомендаціям міжнародних стандартів. В межах виконуваних в дисертаційній роботі досліджень окремі стандарти зазначених серій гармонізовані та проваджені в Україні як національні, що підтверджується відповідними актами, наведеними у Додатку Б. Враховуючи те, що бізнес-інформаційні моделі окремих частин сегментів ринку електричної енергії мають базуватися на основі міжнародних стандартів серії ІЕС 62325, необхідним є завершення процесу прийняття цих стандартів в Україні, як національних.

Зіставлення документів ENTSO-E щодо інформаційного обміну з окремими підсистемами, які містить або з'єднана відповідним чином система управління ринком

Документ ENTSO-E / Відповідний міжнародний стандарт	Підсистеми, які містить або з'єднана система управління ринком
ENTSO-E Scheduling System (ESS). Implementation Guide/ IEC 62325-451-2: Scheduling Business Process And Contextual Model For European Market [86].	Система адміністрування остаточних повідомлень фізичних відпусків/відборів. Система адміністрування графіків виробництва/споживання.
ENTSO-E Settlement Process (ESP).Implementation Guide/ IEC 62325-451-4: Settlement And Reconciliation Business Process, Contextual And Assembly Models For European Market [88].	Система розрахунків за небаланси.
ENTSO-E Reserve resource process (ERRP). Implementation Guide	Платформа проведення Аукціонів на придбання резервів. Платформа для повідомлень резервів.
ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN). Implementation Guide/ IEC 62325-451-3: Transmission Capacity Allocation Business Process (Explicit Or Implicit Auction) And Contextual Models For European Market [87].	Система визначення доступної пропускної спроможності і аукціонної платформи по розподілу пропускної спроможності.
ENTSO-E EIC Code implementation guide [80]	Система видачі EIC-кодів

До неповного переліку впроваджуваних в Україні стандартів додатково до наведених в табл.1.4. відносяться наступні [85, 89,90, 92]:

- IEC/TS 62325-504 Ed. 1.0 Framework for energy market communications - Part 504: Utilization of web services for electronic data interchanges on the European energy market for electricity.
- IEC 62325-451-5 Ed. 1.0 Framework for energy market communications - Part 451-5: Problem statement and status request business processes, contextual and assembly models for European market.
- IEC 62325-451-1: Acknowledgement Business Process And Contextual Model For CIM European Market.
- IEC 62325-451-6: Publication Of Information On Market, Contextual And Assembly Models For European Market.
- IEC 62325-503: Market Data Exchanges Guidelines For The IEC 62325-351 Profile.

Слід зазначити, що також необхідною є адаптація в Україні вимог щодо використання технології електронного бізнесу ebXML для забезпечення комунікацій на ринку електричної енергії [93-103].

Розробка бізнес-інформаційних моделей та формування вимог до інформаційного обміну на ринку електричної енергії України на основі використання наведених стандартів [82, 94, 95] дозволить забезпечити практичну реалізацію впровадження керівних принципів інформаційного обміну на ринку електроенергії України.

1.5 Висновки до розділу 1

Виконано критичний аналіз діючої моделі оптового ринку електроенергії України, розглянуто відомі моделі функціонування оптових ринків електроенергії, зокрема модель «єдиного покупця» та модель обов'язкового спотового ринку. В розділі наведено структуру лібералізованої моделі ринку електроенергії України, визначені її переваги та проблеми її практичного впровадження.

Відзначено необхідність гармонізації впроваджуваних в Україні моделей бізнес-процесів із відповідними європейськими моделями в частинах як загальної моделі ринку, так і окремих його сегментів згідно із рекомендаціями ENTSO-E. Показано, що нову модель ринку електричної енергії доцільно розробляти із застосуванням формалізованих підходів на базі сучасних інформаційних технологій, зокрема UMM, з урахуванням особливостей чинного національного законодавства та особливостей технологічних процесів в електроенергетиці. Побудовані таким чином моделі використовуватимуться при розробці технічних специфікацій та архітектури інформаційно-технологічних систем керування роботою сегментів ринку електроенергії, а також надаватимуть структурну основу для впровадження систем електронного бізнесу в електроенергетиці.

Дослідження принципів організації загальноєвропейського ринку електроенергії дозволило вперше в Україні побудувати гармонізовану з європейськими вимогами рольову модель лібералізованого ринку електроенергії в цілому та окремих його сегментів, а також гармонізувати ролі учасників та організацію цього ринку з європейськими моделями на основі використання формалізованого підходу до опису їх складових. Це дозволило привести розподіл ролей в лібералізованій моделі ринку електричної енергії України у відповідність із європейською гармонізованою моделлю. Показано, що окремі відмінності при цьому не впливають суттєвим чином на загальне подання моделі і стосуються виключно перерозподілу та закріплення відповідних ролей.

На основі проведених досліджень розроблені пропозиції щодо імплементації міжнародної європейської нормативної та регламентуючої бази, необхідної для

впровадження розглянутих в роботі сегментів ринку електроенергії України. Зокрема, сформовано перелік регламентуючих документів ENTSO-E та міжнародних стандартів щодо процесів інформаційного обміну на ринку електричної енергії, адаптовані аналоги яких необхідно впровадити в Україні. Визначено перелік основних міжнародних стандартів серії IEC 62325, у відповідності із якими слід розробляти моделі інформаційного обміну в окремих сегментах ринку електроенергії України.

Розроблені рольові моделі ринку електричної енергії України практично використані під час розробки уточненої загальної схеми гармонізованої моделі ринку електроенергії для державного підприємства «НЕК Укренерго», що підтверджено відповідними актами впровадження. Практична значимість отриманих результатів підтверджується довідками управління інформаційних технологій НКРЕКП України. Результати виконаних досліджень використані під час гармонізації та впровадження в Україні міжнародні стандарти серії IEC 62325 «Інфраструктура комунікації на енергетичному ринку». Розроблені рольові моделі бізнес-процесів видачі кодів EIC (Energy Identification Coding scheme) та ідентифікації суб'єктів і об'єктів ринку електричної енергії, використані при розробці правил формування ідентифікаторів в ринку електроенергії України державним підприємством «Енергоринок».

Виконано опис організаційного розподілу та функціонального наповнення основних інформаційних систем суб'єктів ринку електроенергії, як складових комплексної системи управління ринком та деталізовано структуру автоматизованої інформаційної системи оператора БР. Результати досліджень практично використані під час розробки складових технічного завдання на впровадження автоматизованої інформаційної системи оператора балансуючого ринку України в частині визначення вимог до складових цієї системи, а також визначенні процесів обміну інформацією між учасниками ринку та оператором БР. Зазначені практичні результати підтверджено актами та висновками ТОВ «Укренергоналадкавимірювання».

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ВАРТІСНИХ ПОКАЗНИКІВ НАДАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ З РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ

2.1 Огляд допоміжних послуг та методи оплати за їх надання в країнах Європи

Забезпечення надійності енергосистеми і електропостачання споживачів при підтримці встановлених норм якості електроенергії не можливе без організації процесів оперативно-диспетчерського керування режимами ОЕС України, регулювання частоти і активної потужності, регулювання напруги та реактивної потужності, підтримки необхідного рівня резервів генеруючих потужностей, запобігання та ліквідації аварійних ситуацій [104, 105]. Можливість ефективної організації цих процесів в умовах ринку електроенергії України пов'язується зі створенням спеціального ринку – ринку ДП. Цей ринок організовує СО з метою придбання ним ДП у постачальників таких послуг для забезпечення як сталої і надійної роботи ОЕС України, так і якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів.

Необхідною умовою впровадження ринку ДП є розроблення та впровадження прозорих механізмів відбору постачальників ДП та методології ціноутворення, що відображає основні типи витрат постачальників ДП на перехідних етапах впровадження лібералізованого ринку електричної енергії і дозволить надати цінові орієнтири та оцінити економічну привабливість для постачальників ДП можливості їх участі на ринку ДП. Розглянемо особливості ринку ДП в Україні і в країнах ЄС, аналіз нормативно-правової бази, визначення особливостей складових, що мають бути враховані при визначенні вартості надання ДП з метою створення основи для обґрунтування і розробки методів та моделей ціноутворення на ринку ДП України.

В Директиві 2009/72/ЄС "допоміжна послуга" означає послугу, необхідну для функціонування передавальної чи розподільної системи. Причому, разом з

регулюванням потоків електричної енергії в системі та обміном електричною енергією з іншими об'єднаними енергосистемами, СО також відповідає за забезпечення безпечного, надійного та ефективного функціонування власної енергосистеми і тому потребує наявності усіх необхідних «системних допоміжних послуг».

Правила функціонування ринків системних ДП в різних країнах суттєво різняться, хоча і мають певні однакові принципи [106, 107, 108]. Крім того, немає єдиного загального визначення поняття системної ДП та їх класифікації. В різних країнах пропонуються особливі підходи до класифікації таких послуг, зокрема, по способу надання, оплати, ефекту для споживачів тощо. Іншою особливістю визначення та опису системних ДП є відсутність єдиної термінології, що призводить до появи кількох назв для одного виду послуги. Також часто розрізняються системні та допоміжні послуги. Наприклад, CIGRE [109] дає наступне визначення цих термінів, згідно якого:

- «Системні послуги» – це послуги, що надаються електроенергетичною системою користувачам для підтримки системних стандартів, при тому, що
- «Допоміжні послуги» – це послуги, що надаються користувачами електроенергетичній системі.

Подібна точка зору викладена, наприклад, у звіті робочої групи по тепловій енергії асоціації EURELECTRIC [110], де сказано, що доцільно «розрізняти допоміжні послуги (ancillary services) та системні послуги (system services). Системні послуги — це послуги, що надаються такими організаціями, як СО або мережевою компанією, користувачам системи (електростанціям та споживачам). Допоміжні послуги – це послуги, що отримує СО або мережева компанія від користувачів системи для того, щоб мати можливість надавати системі послуги.»

Поняття, викладені в Директиві 2009/72/ЄС, використовує і FERC (Federal Energy Regulatory Commission) [111]. Згідно з її визначенням, ДП «необхідні для підтримки передавання електричної енергії від продавця до покупця з урахуванням обов'язку підтримувати надійну роботу об'єднаної системи передавання

електричної енергії як з боку областей регулювання, так і з боку мережевих компаній в межах цих областей регулювання».

В загальному випадку системні послуги є послугами, що надаються електроенергетичною системою (СО або ОСП) учасникам ринку електричної енергії, а ДП є послугами, що надаються користувачами електроенергетичної системи (також і учасниками ринку електричної енергії) для СО на ринку ДП.

Найбільш притаманним для країн Європи є наступний розподіл ДП [112]: регулювання частоти; регулювання напруги; гарячий резерв; холодний резерв; пуск «з нуля» (автономний пуск блоків); управління електроенергетичною системою в аварійних ситуаціях, найбільш близьким аналогом цієї системи в Україні є системи протиаварійної автоматики. В таблиці 2.1 наведено склад визначених ДП в країнах Європи. Кружечки в комірках таблиці показують наявність ДП у відповідній країні [110].

До загальних визначень, що характеризують мету надання окремої ДП, наведених в таблиці 2.1 належать наступні [110]: контроль (регулювання) частоти (Load frequency control, РЧ); первинне регулювання (Primary control); вторинне регулювання (Secondary control); контроль (регулювання) напруги (voltage control, РН); гарячий резерв (spinning reserve, ГР); холодний резерв (standing reserve, ХР); автономний пуск енергоблоків після системної аварії (black-start , далі - АП); аварійне регулювання (emergency control, АР). Як видно з таблиці 2.1, в усіх країнах, ринки яких проаналізовано в огляді, регулювання напруги розглядається як окрема ДП. Регулювання частоти не виділяється як окрема ДП лише в Ірландії. Аварійне управління виділяється як окрема ДП в 7 країнах Європи. Інші послуги визначаються як окремі ДП в переважній більшості країн Європи.

Як правило, за закупівлю всіх ДП [112, 113] відповідає СО. Причому майже в усіх країнах ЄС витрати на ДП включені до загального тарифу СО за передачу електричної енергії без розшифрування окремо по послугам. Хоча останнім часом вважається за доцільне провести розмежування цих послуг та відповідно плати за них в тарифі СО з метою оцінки вартості кожної ДП окремо.

Організація ринків ДП в країнах Європи

Послуга	Австрія	Бельгія	Чехія	Данія	Фінляндія	Франція	Німеччина	Угорщина	Ісландія	Ірландія	Нідерланди	Норвегія	Польща	Португалія	Іспанія	Швеція	Словаччина	Великобританія
Склад ДП в країнах Європи																		
РЧ	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●
РН	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ГР	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			●	●	●	
ХР			●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●	●	●
АП	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●			●	●	●
АР	●		●			●	●		●		●						●	
Вимоги щодо обов'язковості надання послуг																		
РЧ	●	●		●		●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●
РН	●	●		●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●
ГР	●	●		●			●	●	●	●						●	●	
ХР				●			●	●	●	●				●		●	●	
АП	●	●		●			●	●	●	●						●	●	
АР	●	●				●	●	●	●	●			●					
Методи ціноутворення на ринку ДП																		
Д – двосторонні договори; О – обов'язкове надання; Р – відкритий ринок; Т – тариф; Ц – регульована ціна																		
РЧ	ОР	Р	Д	Д	ДТ	ДОР	Д	О	О	О	Д	Д	О	О	Д	Ц	Д	ОР
РН	ОР	Д	Д	Д	ДТ		Д	О	Ц	Д	Д	Д	ОД	Т	О	Ц	ТД	ОР
ГР		Р	Д	Д	Р		Д	О	Ц	Д	Д			Р	Д	Ц		
ХР		Р	Д	Д	Р		Д	О	Ц	Р	Р	Д	ОД		Д	Ц	Р	
АП	Д	Д	Д				Д	О	Ц	Д		Д			О	Ц	Д	Д
АР	Д				О			О		Д								Д
Складові нарахувань за надання ДП																		
К – капіталовкладення; В – втрачена вигода; А – амортизаційні відрахування на модернізацію; Р – відкритий ринок; С – ціна за договором; Ц – регульована ціна																		
РЧ	КА	БК	Р		ВАК	ВАК		В					С			Р	Ц	АВ
РН	КА		КА		ВАК	ВАК		В		Ц	Р		С	ВА	КА		Ц	
ГР	КА	БК	Р		ВАК	Р		В		Ц	Р				С	Р	Ц	
ХР			Р		ВАК	Р		К		Ц	Р		С	ВА		Р	Ц	
АП	К	К	КА			ВАК				Ц	Р		С	ВАК			Ц	А
АР	КА										Р							

СО може придбати ДП, використовуючи основні чотири методи закупівель [40, 112, 114]: обов'язкове надання; двосторонні договори; проведення тендерів; спотовий ринок (зокрема і закупівля на РДН).

Обов'язкове надання означає, що учасники (як правило, великі системні генератори), на основі їх умов підключення до електричних мереж, мають надати на запит СО певний обсяг ДП. Вимоги до обов'язкового надання послуг часто не враховують окремі важливі моменти. По-перше, обсяг ДП може перевищувати необхідний обсяг, нав'язуючи постачальникам непотрібні витрати. По-друге, обов'язкове надання не обов'язково мінімізує витрати через потенційно низьку вартість для постачальників, оскільки дешеві і дорогі учасники розглядаються однаково. В таблиці 2.1 наведено інформацію щодо обов'язковості надання ДП учасниками ринку СО в різних країнах Європи [110].

При закупівлі ДП на основі двосторонніх договорів, СО веде переговори з кожним постачальником щодо кількості, якості і ціни послуги. Такі переговори вирішують два завдання, пов'язані з обов'язковим наданням, оскільки СО може купити лише необхідний йому об'єм і може обирати більш дешевих постачальників [40, 112, 114]. Проте, двосторонні контракти мають і свої недоліки. По-перше, оскільки їхні умови, як правило, не розголошуються третім особам, то такій формі закупівель не вистачає прозорості, що є бажаним, коли одна зі сторін (СО в даному випадку) є монополією. По-друге, двосторонні переговори можуть бути довгими, складними і дорогими. По-третє, через високу цінність угоди за двостороннім договором, ціни та обсяги часто фіксуються на тривалий час. Це неминуче завдає шкоди одній із сторін, якщо ринкові умови зміняться.

Третій і четвертий методи закупівель пов'язані з проведенням тендерів або створенням спотового ринку. Порівняння між цими двома методами не завжди можливо. Зазвичай спотовий ринок розуміється як ринок, де продаються стандартизовані продукти на короткий час (тобто, на тиждень або менше). Тендер включає в себе менш стандартизовані продукти, або продукти з більшим терміном реалізації. Обидва методи підтримують прозорість та конкуренцію. З іншої сторони, вони мають високі витрати з управління процесом торгівлі, а також

можуть призводити до «ринкової змови» з боку деяких постачальників ДП. В таблиці 2.1 наведені основні методи оплати за надання ДП.

Послуга з ПРЧП має найширший вибір методів закупівель. ВРЧП не є обов'язковою послугою в усіх країнах, крім Франції, де використовуються двосторонні контракти. Швеція та Великобританія не використовують цю послугу взагалі, інші країни покладаються на конкурентні методи закупівель. За визначенням, послуга регулювання напруги для обов'язкового (нормального) діапазону завжди надається на обов'язковій основі. Відкритий ринок фактично не використовується при визначенні цін за надання послуг з регулювання напруги для обов'язкового та додаткового діапазону, оскільки ці послуги мають локальний характер, що зумовлює можливість «ринкової змови». Обов'язкові ДП можуть надаватися як на безоплатній основі, так і оплачуватися відповідно до одного з трьох методів ціноутворення: регульоване ціноутворення, сплата за ціною пропозиції або маржинальною ціною. Хоча безоплатна система дуже зручна для СО, вона часто є економічно не оптимальною, оскільки витрати, які несуть постачальники ДП, в результаті перекидаються на ціни за інші продукти, наприклад, виробництво активної потужності (електричної енергії). Регульована ціна встановлюється регулятором або СО і, як правило, є однаковою для всіх постачальників. Ця форма винагороди особливо виправдана за відсутності повноцінної конкуренції. В цілому, регульована ціна не є бажаною, оскільки вона не повністю відображає фактичні витрати за надання ДП, зокрема, коли ця вартість змінюється з плином часу та обставин. У загальній системі маржинальних цін всі постачальники, що купили відповідні ДП, платять ціну найдорожчої з прийнятих або найменш дорогої з відхилених пропозицій, що, в свою чергу, дає реальні стимули для постачальників ДП зменшувати вартість цих послуг. З іншого боку, маржинальні ціни не пристосовані до диференційованих продуктів, оскільки всі пропозиції мають бути зіставлені із заявками на РДН. Інша проблема полягає у визначенні області надання ДП (наприклад, області регулювання). Послуги з регулювання частоти дозволяють підтримувати рівень частоти в енергосистемі в цілому, тому їх вартість не має бути «географічно залежною». Але для локальних

послуг кращим може бути визначення зональної ціни, хоча це пов'язано із розв'язком складних розрахункових задач, що ускладнює визначення таких цін. Іншим підходом для визначення МЦ на локалізовані послуги може бути розрахунок вузлових цін.

Зазначимо, що фіксована плата за послугу з регулювання частоти відсутня в Австрії (первинне регулювання), Нідерландах, Ірландії, Ісландії та Іспанії, де ця послуга надається на конкурентній основі. За ВРЧП в Австрії, Данії, Франції, Угорщині, Норвегії, Швеції та Фінляндії оплата здійснюється на основі двосторонніх договорів. Спотовий ринок, а також тендерні торги притаманні для Чехії. У Великобританії зазначені послуги оплачуються на основі їх розрахункової вартості.

Регулювання напруги – обов'язкова неоплачувана послуга у Швеції та Ісландії. В інших країнах оплата цієї послуги здійснюється на основі двосторонніх договорів або системних тарифів (Великобританія, Франція, Іспанія, Фінляндія).

Гарячий резерв – обов'язкова неоплачувана послуга в Ірландії та Ісландії. Крім того, в Ісландії обов'язковою неоплачуваною послугою є холодний резерв.

Послуга автономного пуску енергоблоків після системної аварії оплачується за двосторонніми договорами в усіх країнах, окрім Ірландії, Ісландії та Швеції, де вона є обов'язковою і не оплачується.

Винагорода за ДП може об'єднувати кілька складових, що покликані відобразити різні витрати, які постачальник ДП може понести в процесі їх надання. До компонентів оплати за ДП відносяться фіксовані платежі, плата за готовність, плата за використання, а також компенсація втраченої вигоди. Фіксовані платежі та плата за готовність компенсують постійні витрати, які несе постачальник ДП при підтримці стану готовності до надання послуги. З іншого боку, плата за використання фактично є платою за надану послугу. Причому ця плата визначається кількістю запитів від СО про надання ДП за певний період часу і відображає додаткові (змінні) витрати, які можуть виникнути щоразу, коли ДП надається. Втрачена вигода відображає компенсацію прибутку, який постачальник

ДП отримав би у випадку продажу інших продуктів (наприклад, електричної енергії) замість поставки даної ДП.

Аналіз функціонування ринків ДП показав, що, як правило, до складу обов'язкових ДП в країнах ЄС відносяться наступні: регулювання частоти, регулювання напруги та управління електроенергетичною системою в аварійних ситуаціях. Спроможність електростанцій надавати інші ДП визначається технічними/технологічними обмеженнями. Послуги, що не входять до наведеного переліку, не є обов'язковими. У випадку, коли до електростанції неможливо висунути вимоги щодо обов'язковості надання певної послуги, слід забезпечити для цього учасника можливість укладання договору на надання ДП та вимагати забезпечення можливості її надання.

Обов'язковість надання необхідних СО послуг має відігравати роль додаткових вимог при участі на відкритому ринку (наприклад, електростанції зобов'язані мати можливість надання послуги гарячого резерву, але вони можуть продавати усі обсяги електричної енергії на ринку). ДП не можуть бути обов'язковими для електростанції, якщо їх надання пов'язано з втратами прибутку на відкритому ринку. Враховуючи те, що багато ДП не є обов'язковими, доцільно використовувати для них конкурентний відбір. Однак основні вимоги до надання ДП мають чітко визначатись та забезпечуватись постачальниками цих послуг. На випадок виникнення аварійних ситуацій необхідно передбачити можливість вимоги з боку СО щодо надання йому ДП на обов'язковій основі для забезпечення надійної роботи електроенергетичної системи. Всі ДП мають оплачуватися у відповідності до обґрунтованих економічних витрат.

До основних складових щодо надання ДП в країнах ЄС відносять наступні: можливість забезпечення послуги (забезпечення відповідності технічним вимогам); готовність до надання ДП; фактичне надання ДП у разі необхідності.

Перша складова може бути врахована як технічна вимога до потенційного постачальника ДП, що має бути відображено у ліцензії або допуску до участі на ринку електричної енергії. Якщо електростанція має надавати послугу на обов'язковій основі, то її витрати повинні бути відшкодовані. Готовність до

надання ДП може бути пов'язана з певними витратами, які несе постачальник цих послуг. Отже, вони мають отримувати плату (винагороду), наприклад, у вигляді фіксованого платежу. Плата за втрачену вигоду при наданні ДП може бути основана на відшкодуванні втрат, що відповідають альтернативному виду діяльності. Деякі ДП (наприклад, пуск «з нуля», автоматичний контроль генерації, управління електроенергетичною системою в аварійних ситуаціях) потребує укладання довгострокових договорів (наприклад, на рік). Інші послуги можуть бути забезпечені щоденними угодами чи угодами на коротші строки (наприклад, гарячий та холодний резерв).

Основні форми оплати за надання ДП наступні: регулювання частоти та напруги оплачуються на основі двосторонніх договорів, укладених на конкурентній основі (аукціонні або тендерні торги); гарячий та холодний резерв – відкритий (спотовий) ринок за поданими заявками; можливість пуску «з нуля» – укладені або продані на аукціоні двосторонні договори. Моделі функціонування ринків ДП та структура капітальних вкладень суттєво різняться не лише в різних країнах, але і в середині країн за наявності в них кількох ринків. Наявність відмінностей обумовлюється різним рівнем розвитку ринків електричної енергії, а також багатьма іншими факторами, зокрема і технологічними. Ринок електричної енергії та ринок ДП тісно пов'язані між собою. Постачальники ДП зіштовхуються з проблемами, пов'язаними із забезпеченням балансу між продажами електричної енергії та наданням ДП, що є основною причиною необхідності розвитку ринків ДП паралельно з удосконаленням інших ринкових сегментів.

2.2 Організаційні засади функціонування та основи ціноутворення на ринку допоміжних послуг України

Згідно Закону України «Про ринок електричної енергії» [50] в Україні функціонує єдиний ринок ДП. Цей ринок є системою відносин між ОСП та постачальниками ДП при купівлі таких послуг. При цьому ДП – це послуги, які ОСП закуповує у постачальників ДП для забезпечення сталої і надійної роботи

об'єднаної енергетичної системи України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів.

Як показано у розділі 1, ОСП виконує різні ролі на ринку електричної енергії, зокрема і роль СО. ОСП за роллю СО купує на ринкових та прозорих засадах ДП для забезпечення надійної роботи ОЕС України та належної якості електричної енергії [115].

Учасниками ринку ДП є: ОСП, який купує та/або використовує ДП та постачальники ДП, які пропонують та/або надають такі послуги. Ринок ДП призначений для купівлі/надання ДП з метою забезпечення:

- регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме забезпечення: резервів підтримки частоти (ПРЧП); резервів відновлення частоти (ВРЧП); резервів заміщення (ТРЧП);
- підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України, а саме: послуги з РНРП; послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій.

Правилами ринку можуть бути передбачені інші ДП для забезпечення регулювання частоти та активної потужності, підтримання балансу потужності та енергії в ОЕС України та підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України.

Функціонування ринку ДП здійснюється за правилами, які, зокрема, визначають: види ДП; вимоги до учасників ринку щодо надання ДП та порядок підтвердження відповідності учасників зазначеним вимогам; порядок реєстрації постачальників ДП; порядок оприлюднення інформації, пов'язаної з придбанням ДП; порядок придбання/використання ДП, зокрема і порядок ціноутворення для кожної ДП; відповідальність за ненадання/неналежне надання ДП; порядок визначення обсягів наданих ДП та проведення розрахунків за ДП; порядок моніторингу виконання постачальниками ДП зобов'язань з надання цих послуг.

Наразі в Україні удосконалюється нормативна база для формування ринку ДП, яка відповідає в цілому вимогам до таких послуг в ENTSO-E. При цьому нормативні акти враховують також перехідний період створення конкурентного

ринку ДП. Проте, передумови до створення конкурентного ринку ДП в Україні наразі відсутні, в першу чергу, внаслідок недостатності пропозицій з надання цих послуг. Це пов'язано з недостатністю технологічних можливостей генераторів щодо надання ДП. В цілому проекти правил надання ДП в Україні враховують вимоги директив ЄС, міжнародний досвід побудови ринків ДП, зокрема, у країнах Європи та СНД, а також особливостей функціонування ОЕС України та необхідності впровадження економічних стимулів для суб'єктів електроенергетики у напрямку модернізації виробничих фондів [116].

Згідно з Законом [50], вимоги до постачальників ДП, у тому числі вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідні для забезпечення належного надання відповідних ДП, визначає ОСП на основі кодексу системи передачі, правил ринку та інших нормативно-правових актів та нормативних документів. ОСП має оприлюднювати інформацію про вимоги до постачальників у порядку, визначеному правилами ринку. Порядок перевірки та порядок проведення випробувань електроустановок постачальника ДП з метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП визначаються кодексом системи передачі.

В Україні наразі впроваджені правила ринку електричної енергії [67] та кодекси електричних мереж, зокрема кодекси систем передачі [69] та розподілу [70], в яких передбачаються наступні варіанти укладання договорів між СО та постачальниками ДП на їх надання:

- встановлення обов'язкової вимоги на поставку ДП;
- добровільне надання послуг відповідно до стандартного договору;
- закупівля через відкриті торги;
- укладання контрактів безпосередньо на договірній основі.

Важливо, що для сприяння економічній ефективності СО має докладати зусиль для придбання ДП за допомогою ринкових механізмів, але тільки у разі існування умов для дієвої конкуренції.

Результати досліджень як технічних, так і економічних можливостей впровадження ринку ДП в Україні, показав, що з практичної точки зору сьогодні відсутні передумови для впровадження механізмів конкурентного відбору,

наприклад, через відкриті торги (спотовий ринок, тендер). Також, сьогодні складно забезпечити добровільне надання ДП відповідно до стандартного договору, що обумовлюється моральною та фізичною застарілістю необхідного обладнання або його відсутністю.

У випадку, коли до виробників електричної енергії неможливо висунути вимоги щодо обов'язковості надання певної послуги, слід забезпечити для цього учасника можливість укладання договору на надання ДП та вимагати забезпечення її надання. Обов'язковість надання необхідних для СО послуг має відігравати роль додаткових вимог при участі електростанцій на оптовому ринку електричної енергії. Всі ДП мають оплачуватися у відповідності до обґрунтованих економічних витрат та/або у відповідності до цінових пропозиції щодо надання цих послуг.

В ринковому середовищі ДП не можуть бути обов'язковими для електростанції, якщо їх надання пов'язано з втратами прибутку на ринку. Наприклад, до такої послуги може належати РНРП [117, 118] за межами нормального діапазону регулювання, а також ПРЧП. Надання цих послуг електростанціями пов'язане з появою додаткових витрат, принципи виникнення та методи відшкодування яких будуть досліджені в наступних розділах НДР.

Однак для випадку виникнення аварійних (передаварійних) ситуацій, необхідно передбачити можливість реалізації вимоги з боку СО щодо надання йому ДП на обов'язковій основі (зокрема, і на безоплатній основі) з метою забезпечення надійної роботи електроенергетичної системи. Організатором ринку ДП є СО [69, 70, 110, 112]. До основних принципів, за якими має функціонувати ринок ДП, відносяться наступні:

- кожна ДП, яка надається постачальником на ринку ДП, підлягає оплаті за ціною, яка має покривати витрати постачальника та стимулювати постачальників щодо надання ДП, окрім послуг, які надаються на безоплатній основі;
- надання ДП здійснюється на недискримінаційній основі. Технічні та юридичні вимоги до потенційних постачальників ДП є публічними та однаковими для всіх потенційних постачальників кожної ДП;
- замовником ДП є СО;

- для тих ДП, для яких це можливо, необхідно забезпечити конкуренцію у наданні ДП через відповідну конкурсну процедуру;
- у разі відсутності конкуренції у наданні ДП, при наявності певної форми монополії, конкурсна процедура не використовується;
- джерелом оплати ДП є дохід СО від здійснення ліцензованої діяльності;
- надання ДП не підлягає окремому ліцензуванню та надається СО на підставі відповідного договору;
- визначення конкретного постачальника ДП проводиться СО на конкурентних засадах за критеріями та алгоритмом, які визначаються для кожної системної послуги і є «прозорими» та недискримінаційними;
- проведення періодичної попередньої процедури кваліфікації учасників ринку ДП на предмет уточнення складу ДП, які вони будуть надавати;
- укладання/подовження постачальником ДП, який успішно пройшов процедуру кваліфікації, договору із СО про надання ДП, яким, зокрема, передбачається його обов'язок щодо участі у наданні обов'язкових ДП, форма та порядок розрахунків з учасником ринку ДП, а також інші суттєві умови стосовно участі у ринку ДП;
- у разі виникнення необхідності в отриманні ДП в обсягах, що перевищують обсяги, визначені у договорах про надання ДП між СО та постачальником ДП, СО розміщує відповідну інформацію у засобах, доступних потенційним постачальникам ДП;
- кожна ДП може надаватись як обов'язково, так і на комерційних принципах.

Основними факторами, що впливають на вибір методів дослідження втрат електростанцій та розробки методів їх стимулювання до надання відповідних ДП є:

- відсутність виробничих потужностей з обсягами та технічними характеристиками, достатніми для повноцінного ПРЧП, ВРЧП, а також РНРП в ОЕС України;

- необхідність модернізації основного обладнання та систем регулювання енергоблоків електростанцій в Україні для їх залучення до надання цих ДП.

Перший фактор визначає недоцільність запровадження будь-якої форми конкурентного відбору електростанцій для надання ДП. Для енергоблоків, залучених до надання певної ДП, обсяги та характеристики з регулювання мають визначатися відповідно до технічних можливостей цих енергоблоків.

Визначено наступні дієві, з практичної точки зору, варіанти укладання договорів щодо надання ДП:

- встановлення обов'язкової вимоги на ДП з ПРЧП, ВРЧП і РНРП. Такий механізм закупівлі не передбачає застосування конкурсної процедури та подання заявок на участь у наданні ДП, але передбачає укладання договору з постачальником ДП з оплатою цих ДП у відповідності до методики оплати, що враховує та відшкодовує усі технологічно та економічно обґрунтовані витрати електростанцій;
- укладання договорів шляхом закритих переговорів для послуг з ВРЧП. Такий механізм закупівлі не передбачає застосування конкурсної процедури в явному вигляді, однак передбачає подання заявок на участь у наданні ДП зі сторони постачальників;
- для ДП з автономного пуску енергоблоків може бути встановлена вимога щодо її обов'язкового надання для певних електростанцій, виділених СО (можливо ГЕС та ГАЕС).

В подальшому, при наявності конкуренції для певної ДП, процес укладання договорів шляхом закритих переговорів може бути перетворено в конкурентний відбір на основі, наприклад, тендерної процедури.

Таким чином СО реалізує вибір постачальників ДП за наступними варіантами:

- на основі технічних критеріїв (переважно для монопольних видів ДП, що характерно для сучасної ситуації з надання ДП в Україні);

- на основі технічних критеріїв та за мінімальною ціною (переважно для конкурентних видів ДП та у разі наявності конкуренції постачальників ДП в Україні в майбутньому).

Формування платежів для постачальників ДП має виконуватись на основі проведення обліку фактичного виконання кожним постачальником ДП та визначеної для кожної ДП процедури розрахунку ціни за послуги, наданої протягом розрахункового періоду. СО визначає склад та обсяги купівлі ДП, необхідних йому для забезпечення сталої і надійної роботи енергосистеми на поточний момент, а також якості і безперебійності електропостачання на наступний розрахунковий період. Тривалість розрахункового періоду визначається для кожної ДП окремо.

Для визначення конкретних постачальників ДП за відсутності конкуренції або надання монопольних видів послуг СО звертається до постачальників, що кваліфіковані на виконання таких ДП і стосовно яких є впевненість щодо їх здатності до надання необхідної ДП.

Результати виконаних досліджень показали, що ефективним підходом до визначення плати виробникам електричної енергії з надання ДП є врахування у нормі прибутку інвестицій у модернізацію електроенергетичного обладнання електростанцій для забезпечення можливості надання ДП, а також націнку на витрати, пов'язані з готовністю до надання та фактичним наданням ДП.

На сьогоднішній день існують різні класифікації витрат, відмінною особливістю яких є призначення одержаної інформації, зокрема: за економічним змістом; за ступенем залежності від обсягів виробництва; за відношенням до процесу виробництва; за відношенням до собівартості продукції; за періодичністю виникнення; за центрами відповідальності та єдністю складу.

При розробці методів визначення вартісних показників надання ДП та ціноутворення, витрати доцільно класифікувати за економічним змістом та ступенем залежності від обсягу виробництва, що підтверджується відповідними вже використовуваними методиками розрахунків тарифів та цін, зокрема і в електроенергетичній галузі.

Згідно з Законом [50] ціни на ДП, розраховані за затвердженою Регулятором методикою, мають забезпечувати:

- відшкодування економічно обґрунтованих витрат постачальників ДП на надання відповідних ДП, враховуючи покриття обґрунтованих інвестицій, необхідних для забезпечення надання цих послуг;
- необхідну для виконання цього виду діяльності норму доходу.

Витрати ОСП на оплату ДП включаються до тарифу на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління. Зазначимо, що ПРЧП може надаватися за договором як симетричний діапазон регулювання, який може різнитися залежно від доби тижня чи години доби. Власники генеруючих блоків, кваліфікованих для надання цієї ДП, зобов'язані забезпечувати СО певний обсяг ПРЧП на обов'язковій основі. Такий обсяг визначається як відсоткова частка встановленої потужності блоку.

Кожної доби СО визначає та оголошує частку потужності, яка має забезпечуватися генеруючими блоками враховуючи прогноз попиту на добу наперед та очікувану наявність потужності в енергосистемі України. Постачальники ДП, що надають послуги з ПРЧП для СО на обов'язковій основі, мають право одержувати фіксовану плату за наявність робочої потужності (грн./МВт·год) за кожний МВт та за кожну годину, коли ця послуга надається.

Встановлюючи або затверджуючи платіж за наявність робочої потужності СО або регулюючий орган бере до уваги наступні витрати:

- капіталовкладення, що є результатом додаткової інвестиції, необхідної для забезпечення надання ДП; або
- альтернативні (економічні) витрати, що є результатом потреби в експлуатації блоку з рівнем виробітку, нижчим за максимальний заявлений, які представляють собою втрачену вигоду.

ВРЧП також забезпечується за договором як симетричний діапазон регулювання, який може різнитися залежно від доби тижня чи години доби. Постачальники ДП, яким належать оперативно керовані блоки, кваліфіковані для надання цієї ДП, зобов'язані пропонувати СО відповідні потужності на основі

прямого договору за результатами закритих переговорів. Постачальники ДП мають право одержувати фіксовану плату за наявність робочої потужності (грн./МВт·год) за кожний МВт та за кожну годину, коли ця ДП має підтримуватися в наявності.

При встановленні розміру винагороди слід враховувати наступні витрати:

1. Зниження ефективності в результаті змушеної експлуатації з рівнем виробітку, що є нижчим за технічно оптимальний.

2. Витрати, пов'язані з прискореним зносом, спричиненим частішими та швидшими змінами рівня виробітку оперативно керованого блоку.

3. Фінансові втрати, визначені через постійну експлуатацію оперативно керованого блоку впродовж розрахункових періодів, коли цей блок міг не перебувати в експлуатації, а також: капіталовкладення або альтернативні витрати (втрачена вигода), аналогічно попередньому випадку.

При наданні послуг із РНРП постачальники ДП, зобов'язані надавати СО певний обсяг цієї ДП на обов'язковій основі. Періодично СО визначає обсяг РНРП, що має забезпечуватися на обов'язковій основі, який зазначається як відсоткова частка встановленої потужності. Постачальники цієї ДП одержують винагороду (грн./МВар·год) за фактично вироблений обсяг реактивної енергії.

При визначенні винагороди, що сплачується за РНРП, слід враховувати наступні витрати:

- зниження ефективності, з яким можуть стикнутися оперативно керовані блоки в разі змушеного коригування свого рівня виробітку активної та/або реактивної потужності, з метою забезпечення необхідного обсягу ДП;
- альтернативні (економічні) витрати, що є результатом потреби в експлуатації блоку з рівнем виробітку, нижчим за максимальний заявлений.

СО може залучати постачальників ДП до надання додаткових обсягів ДП за стандартним договором або через прямі договори за результатами закритих переговорів. Винагорода за РНРП, в цьому випадку, може складатися з наступних елементів:

- фіксована плата за наявність робочої потужності (грн./МВар·год) за кожну годину у відповідності до договору;

- змінна плата (грн./МВар·год) за кожну МВар·год реактивної енергії, що надається в систему.

Важливо, що навіть за наявності рекомендацій щодо формування платежів за надані ДП в окремих розроблених в Україні нормативних та регламентуючих документах, проблема ціноутворення за надання ДП як в сучасних умовах, так і при впровадженні нового ринку електричної енергії на сьогодні є невирішеною.

Враховуючи це наступні підрозділи роботи присвячені вирішенню проблеми стимулювання виробників електроенергії в Україні до надання ДП з ПРЧП та ВРЧП, а також РНРП з урахуванням світового досвіду організації ринку ДП та особливостей ринку електричної енергії України. Поставлена проблема перш за все вирішується за рахунок розробки нових методів, які дозволяють адекватно врахувати втрати електростанцій, що виникають при наданні послуг з ПРЧП і ВРЧП та удосконалення методу розрахунку витрат на надання послуги РНРП в ОЕС України.

2.3 Допоміжні послуги з регулювання частоти в ОЕС України та складові ціноутворення за їх надання

Основним завданням керування режимом роботи ОЕС України є забезпечення її надійної і стійкої роботи в усіх можливих режимах, що в першу чергу потребує регулювання частоти і потужності. При цьому підтримка частоти на рівні номінального значення є основним показником якісної роботи електроенергетичної мережі та нерозривно пов'язана з регулюванням балансу потужностей в ОЕС/енергооб'єднанні [119 – 121].

В реальних електроенергетичних об'єднаннях значення цього параметра постійно коливається в залежності від балансу генерації та навантаження споживання. Так у процесі роботи ОЕС України (як і будь-якої енергетичної системи) відбуваються відхилення частоти від номінального значення як в нормальних режимах під дією нерегулярних коливань навантаження і тимчасових порушеннях балансу, так і в разі аварійних змін загального балансу потужності. Аварійні зміни загального балансу потужності виникають внаслідок аварійних

вимкнень потужних енергоблоків, вузлів електроспоживання, ЛЕП, (авто)трансформаторів, тощо. Регулювання частоти і потужності має відновлювати баланс потужності в ОЕС України і стабілізувати її частоту.

Величина відхилення частоти прямо пропорційна величині небалансу активної потужності. У випадку коли в системі існує дефіцит активної потужності – частота мережі зменшується, надлишок – збільшується.

Відхилення частоти в мережі від номінального значення викликає ряд неприємних явищ, пов'язаних зі змінами в характеристиках роботи обладнання різного призначення. Відомо, що зниження частоти на 1% збільшує втрати в мережі на 2%. Крім того, зміни частоти безпосередньо пов'язані зі зменшенням продуктивності промислових підприємств. При відхиленнях від квазістаціонарного значення частоти мережі необхідно вживати заходи для стабілізації цього параметра залученням ПРЧП, ВРЧП і ТРЧП. Додатково до перелічених типів регулювання частоти “Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України” також визначає задачу регулювання часу для коригування значень синхронного часу в ОЕС України [67].

Функції централізованого оперативно-диспетчерського технологічного керування режимами роботи ОЕС України покладено на ДП «НЕК «Укренерго» [119]. Плановий баланс генерації і споживання за номінальної частоти забезпечується ДП «НЕК «Укренерго» під час узгодження добових графіків потужності електростанцій ОЕС, перетоків по внутрішнім перетинам ОЕС та узгодження графіків обміну потужністю з енергосистемами інших країн.

Регулювання частоти і потужності в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів [119]:

- роботи ОЕС України відокремлено від енергосистем інших країн;
- паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E;
- паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії;

З метою забезпечення якісного регулювання частоти для постійної підтримки нормального режиму роботи ОЕС України (області/блоку регулювання в енергооб'єднанні/синхронній зоні) здійснюється ПРЧП, ВРЧП, ТРЧП та контроль і

регулювання (у разі потреби) синхронного часу. Норми участі в цих видах регулювання учасників паралельної роботи в межах своєї області/блоку регулювання встановлює НЕК «Укренерго».

Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах (рис. 2.1), кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними:

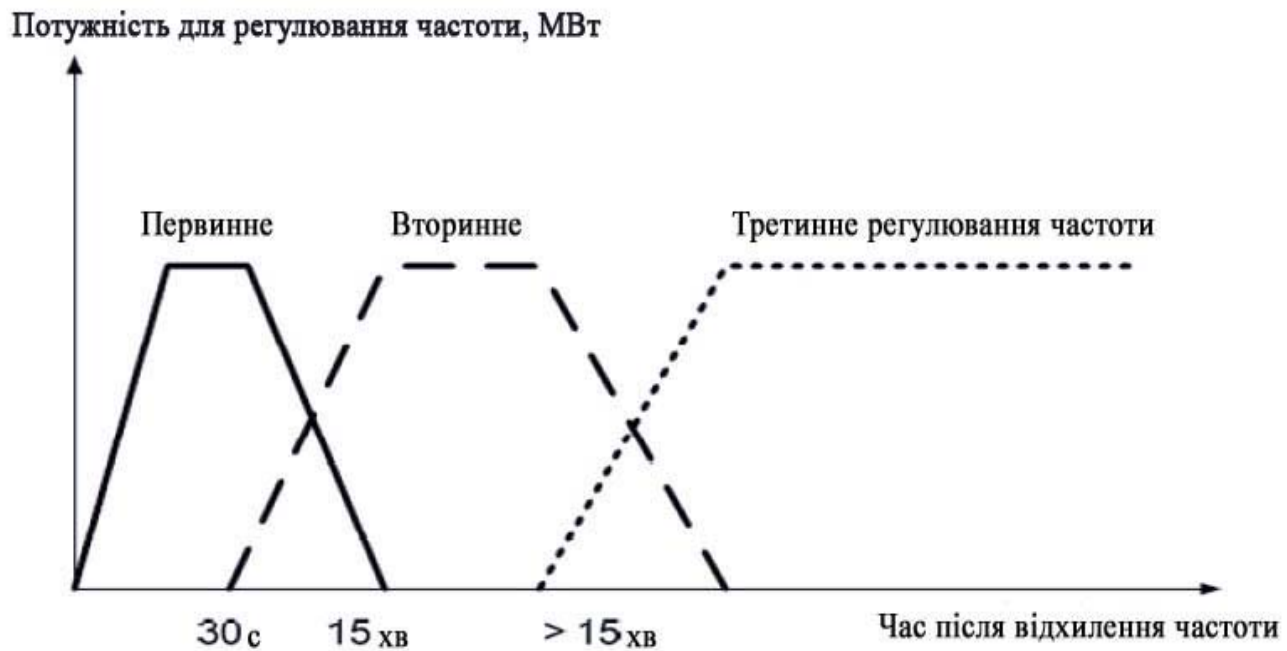


Рис. 2.1. Часові проміжки для послуг з регулювання частоти в ОЕС України

- первинне регулювання розпочинається протягом декількох секунд;
- вторинне регулювання вводиться в дію централізовано в області/блоці регулювання протягом декількох десятків секунд, вивільняє задіяні засобами первинного регулювання резерви, відновлює нормальні параметри частоти та сальдо зовнішніх перетоків;
- третинне регулювання вводиться в дію в області/блоці регулювання і вивільняє задіяні засобами вторинного регулювання резерви шляхом централізованого перепланування генерації/зовнішніх перетоків/споживання;
- регулювання часу виправляє глобальні відхилення синхронного часу за тривалий період.

Узгоджена участь усіх учасників паралельної роботи в ПРЧП, ВРЧП і ТРЧП (з можливою періодичною корекцією синхронного часу) має забезпечувати постійну підтримку нормального режиму роботи ОЕС/енергооб'єднання/синхронної зони, тобто забезпечити виконання таких умов нормального режиму роботи.

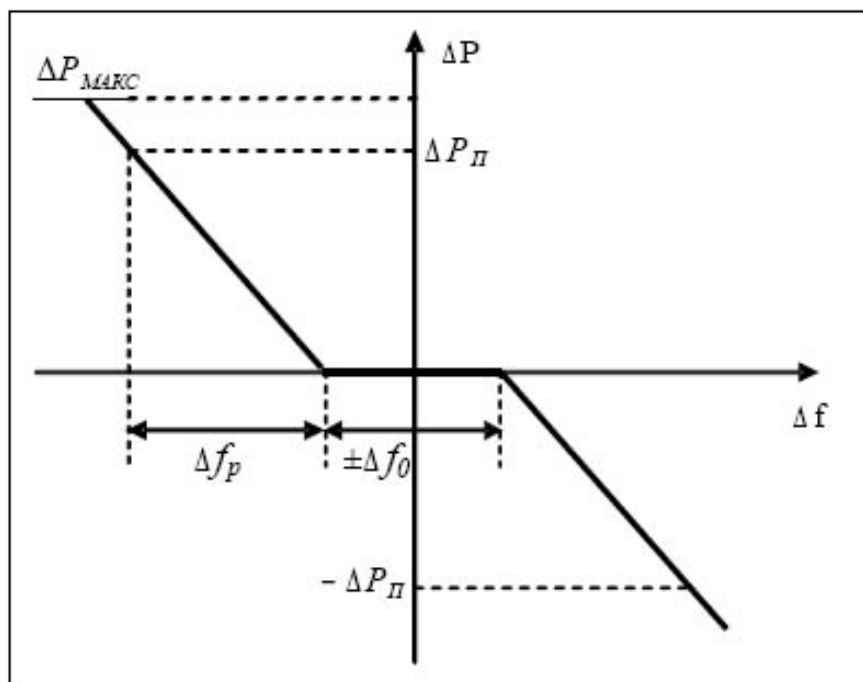
Слід відзначити, що за результатами обстеження [120 – 122] енергоблоки ТЕС і ТЕЦ України не забезпечували виконання вимог ENTSO-E щодо участі у регулюванні частоти та потужності за чутливістю систем регулювання і швидкістю їх реакції, точністю виміру основних параметрів, тощо. Щоб забезпечити виконання вимог ENTSO-E щодо участі в регулюванні частоти та потужності енергоблоків ТЕС і ТЕЦ в ОЕС України необхідно модернізувати основне обладнання та системи регулювання відповідно до вимог ENTSO-E щодо участі у нормованому регулюванні частоти та потужності.

ПРЧП – є одним із заходів підтримання надійності та цілісності роботи електроенергетичної системи. Процес являє собою зміну активної потужності електростанцій, енергоблоків та агрегатів за рахунок систем автоматичного регулювання турбін, котлів та реакторів, систем групового регулювання активної потужності ГЕС, а також регулюючого ефекту навантаження, викликаного зміною частоти в системі. Регулюючий ефект навантаження – це зміна кількості споживання електроенергії внаслідок зміни частоти. Якщо в мережі відсутній резерв активної потужності, то в системі може встановитися новий баланс потужності при новому значенні частоти мережі. При цьому виділяються загальне та нормоване ПРЧП [123].

Нормоване ПРЧП відбувається на спеціально виділених модернізованих швидкодіючих електростанціях, енергоблоках, агрегатах на яких заплановано та постійно підтримується резерв для ПРЧП. Здійснюється для забезпечення гарантованої якості роботи ОЕС та підтримання надійності її роботи. При відхиленні частоти до $\pm 0,02$ Гц протягом декількох секунд активується механізм нормованого ПРЧП. За 15 секунд (а то і менше) відбувається мобілізація 50% всього

резерву ПРЧП. А у разі відхилення частоти на величину, що перевищує $\pm 0,2$ Гц вводиться весь резерв, але не пізніше як через 30 секунд. Процес триває, поки не буде досягнуто нормалізації частоти до номінального значення в результаті дії ВРЧП. Загальне ПРЧП призначене для збереження функціонування електростанцій та енергопостачання споживачів у разі аварійних відхилень частоти. На відміну від нормованого, загальне ПРЧП здійснюється на всіх електростанціях енергосистеми, доступних в даний момент часу. Такі електростанції мають значну область нечутливості і тому активізуються при відхиленнях частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше.

Зазвичай відхилення частоти на $\pm 0,01$ Гц від номінального значення не викликає ніяких реакцій станцій, що беруть участь у ПРЧП. Це обумовлено наданням певної зони нечутливості агрегатів. Зона нечутливості агрегату ($\pm f_{нч}$) – це така зміна частоти відносно номінального значення, при якій не відбуваються переміщення в механізмі регулювання турбіни. Виділяють також мертву зону регулювання – це такий діапазон фактичних відхилень значень частоти від номінального значення, при якому не відбувається зміна потужності агрегату, блоку чи станції. Відхилення частоти, що виходять за межі діапазону мертвої зони регулювання, активують процес ПРЧП. Для більшості агрегатів діапазон мертвої зони складає $\pm 0,02$ Гц і визначається як алгебраїчна сума значень зони нечутливості та значення похибки вимірів частоти. Величина статизму відображає взаємозв'язок зміни активної потужності і частоти та визначає нахил статичної характеристики (рис. 2.2). Величина статизму зазвичай приймається 4-6% і в окремих випадках може сягати 10%. Агрегати із більшою величиною статизму мають більший ресурс ПРЧП для енергосистеми. ПРЧП здійснюється зміною потужності блока в залежності від відхилення частоти по статичній характеристиці [120, 121]. Наразі діапазон нормованого ПРЧП на ТЕС і ТЕЦ та їх енергоблоках визначає НЕК «Укренерго»/ЕЕС з урахуванням технологічних обмежень конкретного устаткування (щоб запобігти аварійному зупину енергоблоку в результаті дії ПРЧП) і забезпечується за будь-якої початкової потужності енергоблоку (у межах діапазону автоматичного регулювання).



$\Delta P_{\text{МАКС}}$ – максимальна первинна регулююча потужність, обмежена безпекою енергоблоку (агрегату); $\pm \Delta f_0$ – мертва зона первинного регулювання; Δf_P – розрахункове відхилення частоти; Δf – фактичне відхилення частоти, $\Delta f = 0$ за номінальної частоти 50,00 Гц; ΔP_{Π} – видавана енергоблоком (агрегатом) первинна регулююча потужність, МВт. У межах мертвої зони $\Delta P_{\Pi} = 0$.

Рис. 2.2. Нормовані характеристики регулятора частоти турбіни

Система автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП) енергоблоку має забезпечувати виконання вимог нормованого ПРЧП в діапазоні до $\Delta P_{\Pi}(\Delta f) = \pm 5\% P_{\text{НОМ}}$ для нормальних режимів роботи енергосистеми (нормований резерв ПРЧП) і до $\Delta P_{\Pi}(\Delta f) = \pm 10\% P_{\text{НОМ}}$ для можливих аварійних режимів роботи енергосистеми (аварійний резерв ПРЧП), де $P_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність енергоблоку.

На АЕС, залучених до нормованого ПРЧП, мають постійно підтримуватися задані резерви ПРЧП на завантаження і розвантаження енергоблоків [116, 120, 121, 124]. САРЧП енергоблоку АЕС має забезпечувати виконання вимог нормованого ПРЧП в діапазоні до $\Delta P_{\Pi}(\Delta f) = \pm 5\% P_{\text{НОМ}}$. На енергоблоках АЕС, виділених для нормованого ПРЧП, зона нечутливості первинних регуляторів частоти має не перевищувати $\pm 0,01$ Гц [120, 121, 125].

Якщо величина необхідної первинної регулюючої потужності в ОЕС України перевищує заданий резерв ПРЧП, видача первинної регулюючої потужності енергоблоками ТЕС і ТЕЦ, залученими до нормованого ПРЧП, має здійснюватися

в усьому діапазоні їх регулювання, обмеженому тільки допустимістю режимів устаткування [122]. На енергоблоках, виділених для нормованого ПРЧП, нечутливість первинних регуляторів частоти має не перевищувати $\pm 0,01$ Гц. При цьому точність локальних вимірювань частоти, використовуваних у первинних регуляторах частоти, має бути не гірше $\pm 0,01$ Гц (бажано 0,005 Гц), циклічність цих вимірювань – у діапазоні від 0,1с до 1с.

Цикл оновлення вимірювань частоти для потреб нормованого ПРЧП має відповідати циклу роботи системи первинного регулювання, який має не перевищувати 1 с [120, 121, 125]. Час початку дії ПРЧП з моменту відхилення частоти має не перевищувати кількох секунд. Час уведення в дію необхідного резерву ПРЧП на 50% має становити не більше 15 с, а весь сумарний необхідний резерв ПРЧП має бути введений в дію за час не більше 30 с [116, 121, 125].

Швидкість зміни потужності конкретних типів енергоблоків залежить від конструктивних особливостей їх устаткування (турбін, котлів, тощо) і тому динаміка зміни первинної регулюючої потужності може дещо відрізнятися за відповідності загалом зазначеним вище вимогам. Динаміка зміни первинної регулюючої потужності енергоблоку загального ПРЧП визначається його наявними системами регулювання. Нормоване ПРЧП має забезпечувати стійку видачу необхідної первинної регулюючої потужності та її утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії ВРЧП, тобто протягом, як мінімум, 15хв.

Одним із можливих варіантів розрахунків за надані ДП з ПРЧП передбачає їх здійснення у розрізі плати за резервування. При цьому, вся потужність, зарезервована для забезпечення обов'язкового мінімуму ПРЧП, вважається використаною, незалежно від її дійсного використання, якщо за результатами розрахункового періоду СО не виявлені факти ненадання або неналежного надання цієї ДП. Такий підхід не дає змоги сформувати структуру платежу за цю ДП в необхідному обсязі. Це обумовлюється тим, що формування платежу враховує виключно плату за утримуваний резерв, не визначаючи структури фактичних витрат, сума яких значною мірою різниться для різних електростанцій навіть з

однаковою паливною складовою, і не стимулюють електростанції до забезпечення вимог нормованого ПРЧП. Таким чином, запропонована структура платежів за ПРЧП потребує значного розширення.

Зазначимо, що ПРЧП у обов'язковому діапазоні фактично відповідає визначенню нормованого ПРЧП, яким є організована частина ПРЧП, здійснювана в цілях забезпечення гарантованої якості ПРЧП і підвищення надійності ОЕС (енергооб'єднання) енергоблоками (агрегатами) виділених електростанцій, на яких заплановані і постійно підтримуються резерви ПРЧП та забезпечено їх ефективне використання. У випадках, коли величина необхідної первинної регулюючої потужності в ОЕС (Області/Блоку регулювання/енергооб'єднанні), перевищує заданий резерв ПРЧП, видача первинної регулюючої потужності електростанціями, енергоблоками (агрегатами) нормованого ПРЧП має здійснюватися в усьому діапазоні регулювання, обмеженому лише допустимістю режимів обладнання.

При цьому регулювання у додатковому діапазоні фактично може розглядатися як загальне регулювання, яке здійснюється на всіх електростанціях енергосистеми в межах, передбачених резервом ПРЧП, доступним в даний момент часу. Додатковий (понад передбачений резерв нормованого ПРЧП) резерв потужності первинного регулювання в ОЕС (Області/Блоку регулювання/енергооб'єднанні), складатиме основу загального ПРЧП.

Оскільки структура платежів для нормованого та загального ПРЧП практично однакова, надалі розглядатиметься платіж за регулювання частоти та активної потужності саме як платіж за нормоване ПРЧП.

З огляду на наведені вище особливості та результати проведеного аналізу, платіж за нормоване ПРЧП має складатися з:

- постійних витрат на цю ДП, які фактично мають відповідати капіталовкладенням або витратам на модернізацію необхідного обладнання, а також витратам на підтримку стану готовності агрегату щодо надання цієї ДП (витрати на обслуговування системи ПРЧП);
- змінних витрат, які відповідають витратам за фактичне надання ДП;
- вартість втраченої вигоди.

Змінні витрати (або витрати за фактичне надання ДП) враховують втрати, які несе виробник при утриманні резерву активної потужності на потреби нормованого ПРЧП. Означені втрати розраховуються як вартість не отриманого виробником електричної енергії прибутку внаслідок роботи генератора на неповне навантаження через невикористаний під час надання ДП резерв активної потужності. Втрачена вигода виникає, коли блок електростанції в процесі надання ДП чи за командою СО відхиляється від планового режиму генерування та працює з більш низьким коефіцієнтом корисної дії. При формуванні платежу за цю ДП втрачена вигода має входити до складу змінних витрат.

На рисунку 2.3 наведено відмінність між такими складовими, як виплати за фактичне надання послуги та виплати за втрачену вигоду.

Якщо максимальна потужність енергоблоку складає $P_{\text{макс}}$ (рис. 2.3), то виробник повинен знизити навантаження до рівня $P_{\text{роб}}$ з метою забезпечення заданого діапазону регулювання. Таким чином плата за утримання резерву компенсує ту частину втраченого прибутку, яка зумовлюється роботою генератора не з максимальним запланованим навантаженням.

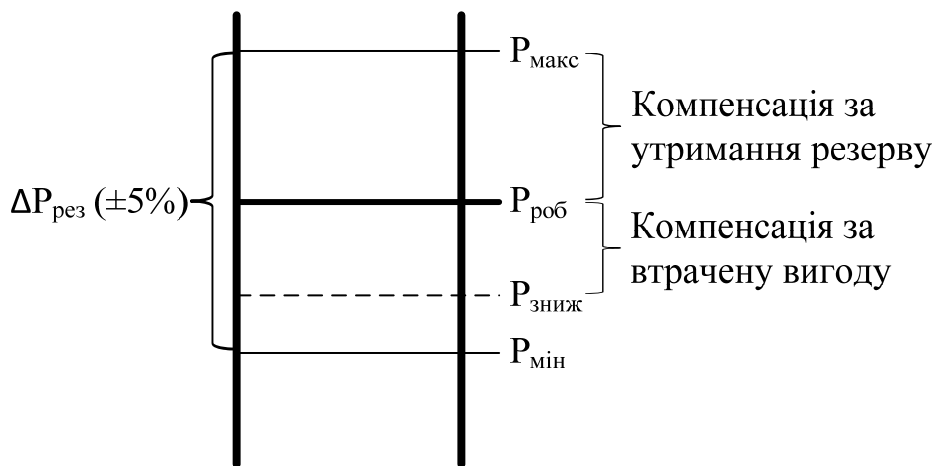


Рис. 2.3. Складові компенсаційних платежів за регулювання частоти

Якщо в процесі регулювання частоти генератор знижує рівень виробництва електроенергії до рівня $P_{\text{зниж}}$, збільшується і собівартість виробництва $C(P_{\text{зниж}}) >$

$C(P_{\text{роб}})$. Таким чином, плата за втрачену вигоду має компенсувати додаткові витрати, зумовлені роботою генератора в менш економічно вигідному режимі.

Впровадження платежів за цю ДП повинно супроводжуватись скасуванням (або переглядом) платежів за потужність та маневреність, які наразі нараховуються відповідно до правил функціонування ОРЕ.

ВРЧП є наступним етапом регулювання частоти після ПРЧП. Цей етап більш довготривалий. Суть полягає у розвантаженні агрегатів (енергоблоків, станцій), що взяли на себе задачу ПРЧП, відновленні їх резерву, розвантаження транзитних зв'язків та нормалізація частоти мережі до номінального значення.

Розвантаження агрегатів первинного регулювання відбувається за рахунок генерації додаткової потужності станціями, задіяними у ВРЧП. Величина потужності, яка повинна бути видана в мережу в результаті ВРЧП, повинна складати величину небалансу, що покривається станціями первинного регулювання при деякому квазівстановленому відхиленні частоти.

В такому випадку процес ВРЧП буде відбуватися наступним чином:

1. Після появи небалансу потужності система працює при деякому квазівстановленому відхиленні частоти. Весь небаланс покривається станціями первинного регулювання, задіяними через декілька секунд після виникнення небалансу (рис. 2.4).

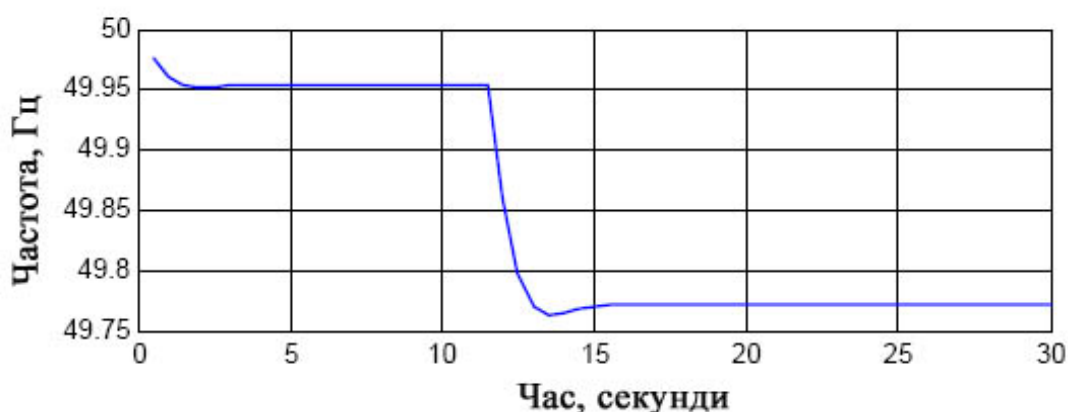


Рис. 2.4. Приклад результатів первинного регулювання частоти в енергосистемі

2. При відхиленнях частоти, що перевищують встановлені зони нечутливості для станцій вторинного регулювання, запускаються механізми введення резерву на

станціях (блоках, агрегатах) ВРЧП. Так як до цих потужностей відносяться менш маневрені агрегати, то можливість видачі резерву настає лише через 15-30сек. Плавнo змінюючи генерацію потужності засобами ВРЧП поступово розвантажуються агрегати задіяні у ПРЧП.

3. Процес триває до встановлення номінальної частоти мережі та відновлення планових потоків між енергосистемами в енергооб'єднанні (рис. 2.5).

4. Якщо засобами ВРЧП не вдається повністю «вирівняти» частоту до номінальної, тоді в дію приводиться механізм ТРЧП.

В ОЕС України на даний час здійснюється централізоване ВРЧП. В перспективі, з появою центральних регуляторів на районних диспетчерських пунктах ЕЕС, здійснюватиметься перехід на ієрархічну структуру ВРЧП.

Слід зазначити, що відповідно до ГКД 34.20.507 [119] енергоблоки АЕС повинні працювати в базовому режимі в зв'язку з тим, що застосовуване у даний час для тепловиділяючих збірок ядерне паливо не має відповідних маневрених

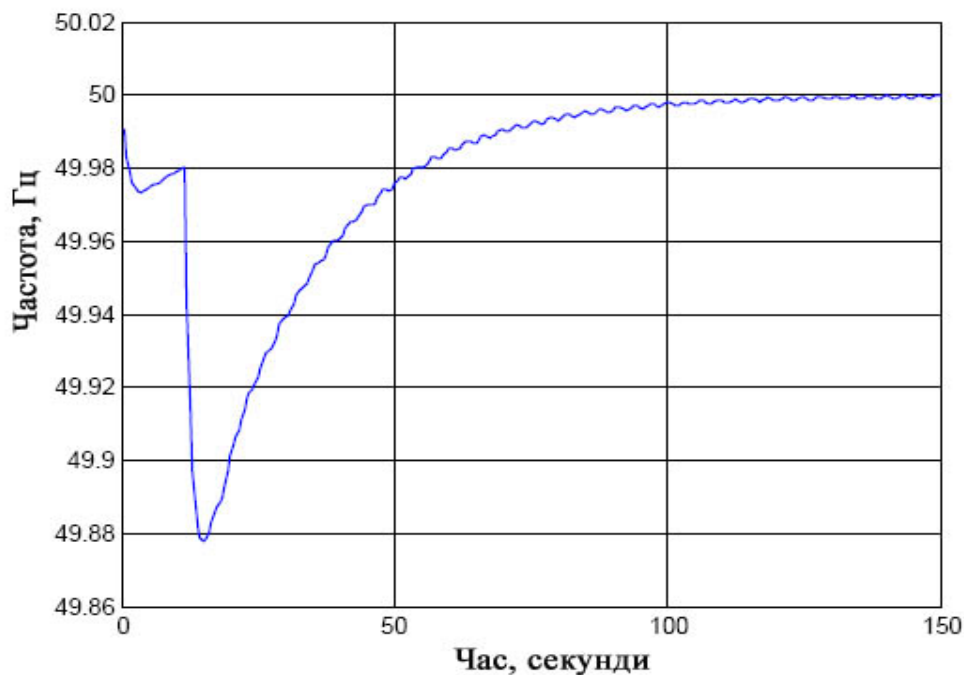


Рис. 2.5. Приклад результатів регулювання частоти в енергосистемі

характеристик (величина, кількість і швидкість термоциклічного навантаження/розвантаження суворо лімітовані. Це обумовлює неможливість участі енергоблоків АЕС в ВРЧП до застосування нового типу ядерного палива.

ВРЧП здійснюється зміною потужності енергоблоків ТЕС автоматично за командами від центрального регулятора САРЧП НЕК “Укренерго”/ЕЕС або оперативно (вручну) за командами диспетчера НЕК “Укренерго”/ЕЕС. Діапазон ВРЧП виділеним ТЕС і їх енергоблокам задається НЕК “Укренерго”/ЕЕС. Необхідний резерв вторинної регулюючої потужності в обох напрямках на них повинен передбачатися в заданих графіках режиму їх роботи.

У разі залучення ТЕС, енергоблоку одночасно до нормованого ПРЧП і ВРЧП, діапазон вторинного регулювання має створюватися додатково до діапазону первинного регулювання. Швидкість зміни потужності конкретного енергоблоку в межах його участі у ВРЧП, має задаватися центральним регулятором не вище максимально допустимої. САРЧП енергоблоку має забезпечувати можливість зміни потужності на величину всього діапазону ВРЧП за час не більше 15 хв.

Нижня межа діапазону автоматичного регулювання навантажень блоків ТЕС (ТЕЦ) має становити:

- до 30% від номінального навантаження для блоків з газомазутними котлами;
- від 60% до 65% від номінального навантаження для блоків з пилувугільними котлами із сухим видаленням шлаку;
- від 65% до 75% від номінального навантаження для блоків з пилувугільними котлами з рідким видаленням шлаку.

Обладнання енергоблоку ТЕС (ТЕЦ) в діапазоні автоматичного регулювання має працювати без технологічних обмежень (ТО).

Регулювальні можливості ТЕС (ТЕЦ), які залучаються до регулювання режиму, мають оцінюватися на основі наявних інструкцій з експлуатації, заводських даних і результатів перевірки готовності до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України [126 – 128]. Регулювання має починатися не пізніше ніж через 30 с (у разі використання центрального регулятора САРЧП НЕК “Укренерго”/ЕЕС) і закінчуватися не пізніше ніж через 15 хв. після виникнення небалансу потужності.

При відокремленні гідроагрегатів ГЕС від ОЕС/ЕЕС на роботу в режимі «Острова» на збалансоване навантаження, ВРЧП гідроагрегатів ГЕС має забезпечити перехід на астатичне регулювання частоти «Острова» (зведення відхилення регульованого параметра до нуля) [116, 120, 121]. При з'єднанні гідроагрегатів ГЕС на паралельну роботу з ОЕС/ЕЕС їх ВРЧП має бути переведене в режим регулювання від центрального регулятора з узгодженою частотною корекцією, встановленого в диспетчерському центрі НЕК «Укренерго»/ЕЕС, що працює в режимі «on-line» в замкнутому контурі регулювання з об'єктом.

ВРЧП здійснюється зміною потужності гідроагрегатів ГЕС автоматично за командами від центрального регулятора САРЧП ДП НЕК «Укренерго» або оперативно (вручну) за командами диспетчера ДП НЕК «Укренерго». Необхідний резерв вторинної регулюючої потужності в обох напрямках на них передбачається в заданих графіках режиму їх роботи.

Швидкість зміни потужності конкретних гідроагрегатів ГЕС в межах їх участі у ВРЧП, має задаватись центральним регулятором не вище максимально допустимої. САРЧП гідроагрегатів ГЕС має забезпечувати можливість зміни потужності на величину всього діапазону ВРЧП. Регулювання має починатись не пізніше ніж через 30 с і закінчуватись не пізніше ніж через 15 хв. після виникнення небалансу потужності.

Подібно до випадку з первинним регулюванням частоти плата за надані ДП з ВРЧП має містити: плату за ДП, яку отримують всі постачальники, обрані для надання цієї ДП, незалежно від її дійсного використання (плата за резервування потужності); плату за використання ДП у разі фактичного її надання, а також плату за збільшення/зменшення обсягу виробництва електричної енергії. Зазначені вимоги співпадають з вимогами до ПРЧП і враховують усі витрати на надання цієї послуги.

Слід зазначити, що вартість втраченої вигоди фактично є складовою компенсації втрат, пов'язаних з наданням послуги. Крім того, враховуючи широкий діапазон регулювання потужності при наданні цієї послуги, пропонується надати

можливість розділення цієї ДП на послугу зниження навантаження енергоблоку в процесі ВРЧП та послугу/ набору навантаження енергоблоку в процесі ВРЧП.

Розділення платежу за зазначену ДП на вищезначені складові доцільно використовувати в таких випадках.

1. Якщо за попередньо складеним графіком навантаження енергоблок має працювати з навантаженням нижчим та технологічний мінімум ВРЧП, то, для переведення енергоблоку в стан готовності до ВРЧП, цей генератор має підвищити навантаження. В результаті, для збереження балансу виробництва та споживання електроенергії, слід знизити навантаження іншого енергоблоку. Така зміна рівнів навантажень енергоблоків може збільшити загальні витрати на виробництво електроенергії. Тому, з метою мінімізації додаткових економічних втрат, доцільно збільшити навантаження першого генератора лише до рівня нижньої межі діапазону, в якому технологічно можливе ВРЧП. В цьому випадку послуга ВРЧП надаватиметься лише в частині збільшення навантаження генератора.

2. Якщо за попередньо складеним графіком навантаження енергоблок має працювати з навантаженням вищим за технологічний максимум ВРЧП, то, для переведення енергоблоку в стан готовності до ВРЧП, цей генератор має знизити навантаження. В результаті, для збереження балансу виробництва та споживання електроенергії, слід підвищити навантаження іншого енергоблоку. Така зміна рівнів навантажень енергоблоків також може збільшити загальні витрати на виробництво електроенергії.

Тому, з метою мінімізації додаткових економічних втрат, доцільно знизити навантаження першого генератора лише до рівня верхньої межі діапазону, в якому технологічно можливе ВРЧП. В цьому випадку послуга ВРЧП надаватиметься лише в частині зниження навантаження генератора.

Таким чином, з огляду на наведені вимоги та результати проведеного аналізу, платіж за ВРЧП має складатися з:

- постійних витрат на цю ДП, які фактично мають відповідати капіталовкладенням або витратам на модернізацію необхідного обладнання, а

також витратам на підтримку стану готовності агрегату надати ДП (витрати на обслуговування системи ПРЧП);

- змінних витрат, пов'язаних з фактичним наданням цієї ДП;
- вартість втраченої вигоди.

Змінні витрати, пов'язані з фактичним наданням цієї ДП враховують витрати, які несе виробник при утриманні резерву активної потужності на потреби ВРЧП. Означені втрати розраховуються як вартість не отриманого виробником електричної енергії прибутку внаслідок роботи генератора на неповне навантаження через невикористаний під час надання ДП резерв активної потужності.

Втрачена вигода виникає, коли блок електростанції в процесі надання ДП чи за командою СО відхиляється від планового режиму генерування і працює зі зниженим коефіцієнтом корисної дії.

2.4 Методи дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг з регулювання частоти в ОЕС України

Метою цього підрозділу є дослідження методів ціноутворення за надання ДП з ПРЧП та ВРЧП з урахуванням досвіду функціонування ринків ДП в країнах Європи та особливостей ринку електроенергії України.

Аналіз публікацій [107, 108, 110 – 112, 129, 131 – 133] показав, що до основних складових щодо надання цих ДП в різних країнах відносяться можливість забезпечення послуги (забезпечення відповідності технічним вимогам), готовність до надання цієї ДП та фактичне надання ДП у разі необхідності.

Перша складова може бути врахована як технічна вимога до потенційного постачальника ДП, що має бути визначена в договорі щодо участі на ринку ДП, причому зазначена складова ДП може бути оплачуваною (через повернення капітальних вкладень учаснику ринку) або неоплачуваною. Плата за фактичне надання ДП може визначатися на основі даних вимірювань щодо зміни рівня навантаження енергоблоків або частоти в мережі, однак це потребує використання

складних систем реєстрації інформації щодо надання послуг з ПРЧП та ВРЧП, тому часто зазначена складова враховується опосередковано при розрахунках плати за забезпечення готовності до надання цих ДП.

З іншого боку, забезпечення готовності до надання ДП з ПРЧП та ВРЧП завжди пов'язується з певними витратами та втратами, які несе постачальник цієї послуги [134, 135]. Отже, ця складова має бути компенсована постачальнику ДП у вигляді певного фіксованого платежу або через компенсацію втраченої вигоди (відшкодування витрат, що відповідають альтернативному виду діяльності).

На основі аналізу світового досвіду, проекту правил ринку електричної енергії України та спираючись на проведенні дослідження, запропоновано визначення однієї із складових витрат, пов'язаних із наданням ДП, а саме витрат на підтримку стану готовності i -го енергоагрегату електростанції до надання ДП з ПРЧП та/або ВРЧП [136].

Це витрати, які визначаються величиною втраченої вигоди, що виникає внаслідок необхідності утримання резерву активної потужності, яка могла бути використана власником енергоагрегату електростанції для продажу електричної енергії на оптовому ринку електричної енергії, незалежно від фактичного використання цього резерву при наданні послуги з ПРЧП.

Виділимо основну складову плати за готовність до надання ДП з ПРЧП - плата за резерв активної потужності для забезпечення регулювання частоти. Нехай максимальна потужність енергоблоку складає $P_{\text{макс}}$. Тоді, для забезпечення заданого діапазону регулювання $\Delta P_{\text{рез}}$, виробник повинен утримувати навантаження енергоагрегату не вище рівня $P_{\text{роб}} = P_{\text{макс}} - \Delta P_{\text{рез}}$.

Тому платежі утримання резерву мають компенсувати вигоду, яку виробник електроенергії втрачає внаслідок неповного завантаження виробничих потужностей (надалі «втрачена вигода»). Розглянемо графічну інтерпретацію нарахувань за «втрачену вигоду» для виробників електроенергії, що працюють за регульованими тарифами.

Для спрощення припускаємо, що розрахунковий період дорівнює одній годині і протягом цього часу режим роботи енергоагрегату не змінюється. В цьому

випадку допустимо вважати, що час роботи енергоагрегату враховується у виразах неявно і тому, в подальших міркуваннях, він не згадується. Позначимо паливну складову собівартості виробництва електроенергії для учасника ринку як C^6 , а тариф на відпуск електроенергії – як T^{ee}_B (рис. 2.6).

Якщо енергоблок працює з максимальним навантаженням $P^{max}_{бр}$, то витрати на виробництво електроенергії $B^{(max)}$ чисельно відповідатимуть площі прямокутника AEFD на рисунку 2.6:

$$B^{(max)}_B = C^6 \cdot P^{max}_{бр}.$$

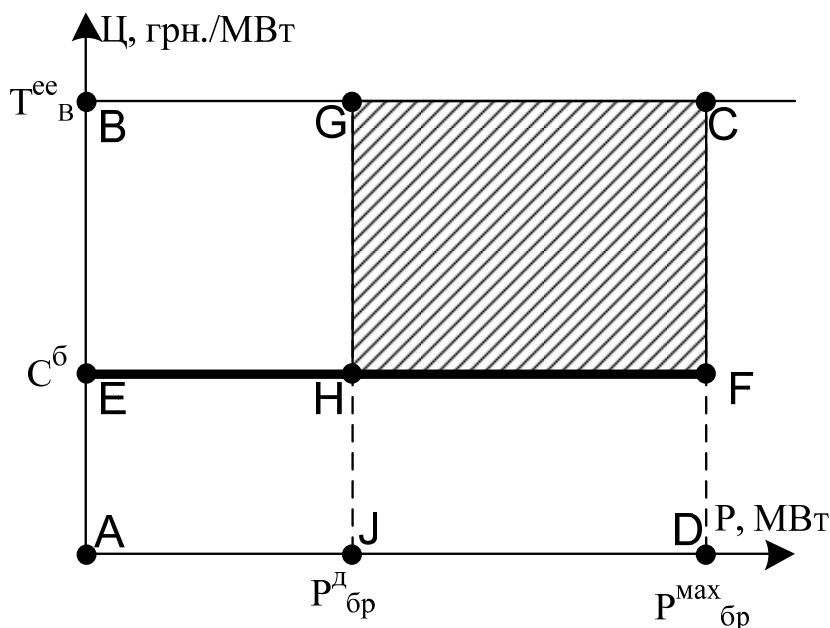


Рис. 2.6. Визначення втраченої вигоди для виробників електроенергії, що працюють за регульованими тарифами

Платіж за вироблену електроенергію ($\Pi^{(max)}_{ee}$), який сплачується виробнику, чисельно відповідає площі прямокутника ABCD на рисунку 2.6:

$$\Pi^{(max)}_{ee} = T^{ee}_B \cdot P^{max}_{бр}.$$

Тоді вигода, отримана від виробництва та продажу електроенергії, $B^{(max)}_{ee}$, відповідатиме площі прямокутника EBCF:

$$B^{(max)}_{ee} = B^{(max)}_{ee} - B^{(max)}_B = T^{ee}_B \cdot P^{max}_{бр} - C^6 \cdot P^{max}_{бр}.$$

Якщо навантаження енергоагрегату знижується до рівня $P^d_{бр}$ (яке дорівнює різниці між $P^{max}_{бр}$ та значенням резерву активної потужності) з метою надання ДП

з НПРЧП, то витрати на виробництво електроенергії $B^{(д)}_B$ чисельно відповідатимуть площі прямокутника AENJ на рисунку 2.6:

$$B^{(д)}_B = C_6 \cdot P^{д}_{бр}.$$

Платіж за електроенергію $\Pi^{(д)}_{ee}$ при навантаженні $P^{д}_{бр}$ чисельно відповідає площі прямокутника ABGJ на рисунку 2.6:

$$\Pi^{(д)}_{ee} = T^{ee}_B \cdot P^{д}_{бр}.$$

Тоді вигода, отримана від виробництва та продажу електроенергії, відповідатиме площі прямокутника EBGH на рисунку 2.6:

$$B\Gamma^{(д)}_{ee} = B\Gamma^{(д)}_{ee} - B^{(д)}_B = T^{ee}_B \cdot P^{д}_{бр} - C_6 \cdot P^{д}_{бр}.$$

Таким чином, платіж, що відшкодовує втрачену внаслідок неповного завантаження енергоагрегату вигоду $B\Gamma^{BB}_{ee}$, відповідатиме площі заштрихованого прямокутника HGCF на рисунку 2.6:

$$B\Gamma^{BB}_{ee} = \Pi^{(max)}_{ee} - \Pi^{(д)}_{ee} = (T^{ee}_B - C_6) \cdot (P^{max}_{бр} - P^{д}_{бр}).$$

Далі викладені результати досліджень методів визначення вартісних показників за підтримку стану готовності енергоагрегатів ТЕС до надання ДП з ПРЧП та ВРЧП, оскільки зазначені електростанції є учасниками ринку електроенергії, що працюють за ціновими заявками, та є найбільш імовірними учасниками ринку ДП на перших етапах його впровадження.

Зазначимо, що за чинної моделі оптового ринку електричної енергії України виробники електроенергії, що працюють за ціновими заявками, подають таку основну інформацію: характеристика питомих витрат палива на виробництво електроенергії, визначена двома режимними точками (b_1, P_1) та (b_2, P_2) ($[г/кВт \cdot год], [МВт]$); максимальна потужність енергоагрегату P^{max} (МВт). При цьому відомою є вартість умовного палива $\Pi_{УПЕ}$ (грн./т) та гранична ціна системи $\Pi_p^{ПС}$ (грн./МВт·год).

Нехай для генератора ТЕС визначено характеристику відносних приростів палива у вигляді опорної точки (b_1, P_1) та точки максимального режиму (b_{max}, P_{max}) , як показано на рисунку 2.7. Обсяг резерву активної потужності на завантаження приймаємо $P_{рез+}$. Тоді потужність генератора при утримуванні резерву на

завантаження складатиме $P_{max}^{(рез)} = P_{max} - P_{рез+}$ (МВт). Нехай відповідні цій потужності питомі витрати палива за графіком рис. 2.2 складають $b_{max}^{(рез)}$ (г/кВт·год).

Слід зазначити, що на рисунку 2.7 подано “спадну” залежність питомих витрат палива від рівня навантаження генератора як найбільш поширену для енергоблоків ТЕС на Україні. Крім того, як видно з рисунку 2.7, лінійна модель апріорі має методичну похибку. У порівнянні з нелінійною характеристикою

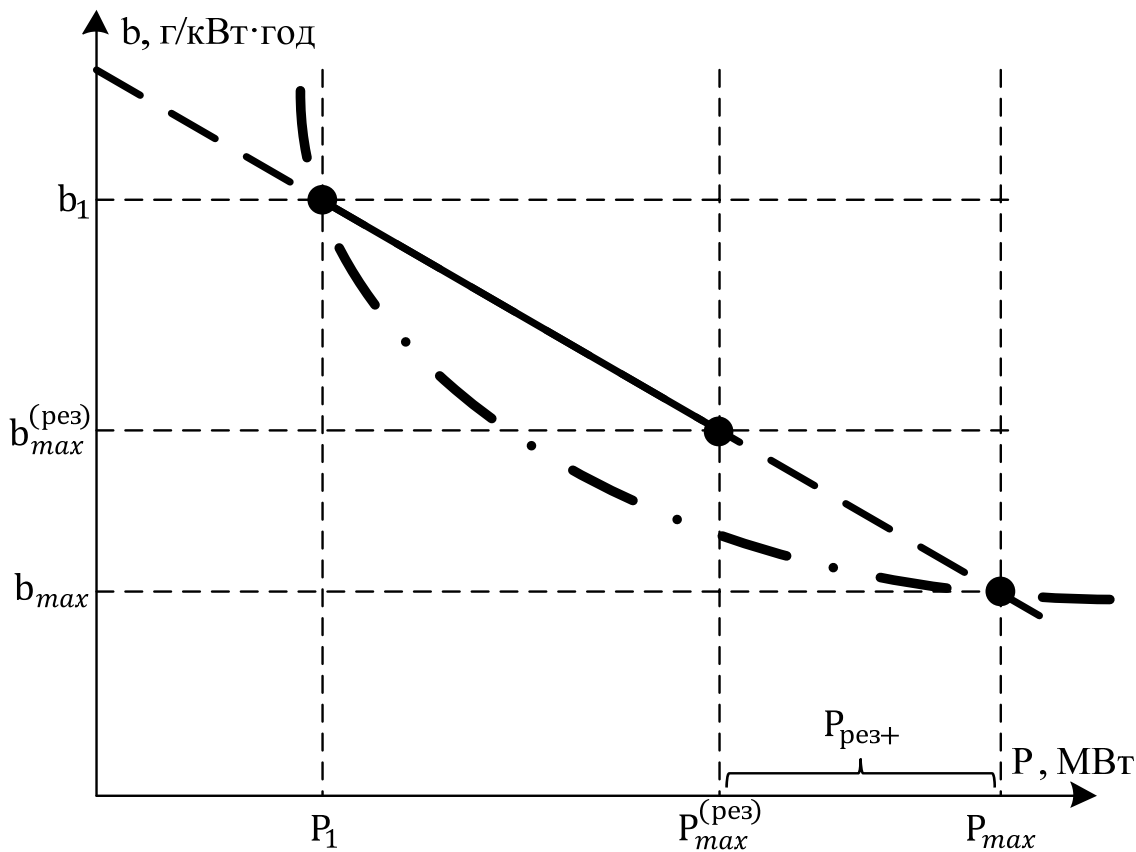


Рис. 2.7. Приклад характеристики відносних приростів палива генератора електростанції

(штрих-пунктирна лінія) лінійна модель дає підвищення величини питомих витрат палива і, відповідно, витрат на виробництво електроенергії. Найбільшого значення методична похибка досягатиме при навантаженні генератора в діапазоні $0.5 - 0.6 P_{max}$.

Для побудови математичної моделі оцінки вартості резерву на завантаження [137] використовується ряд розрахункових характеристик.

1) Погодинні витрати палива B_i при навантаженні генератора P_i , визначені як:

$$B_i = \frac{b_i \cdot P_i}{1000} \text{ (т/год)},$$

де: b_i , P_i – відповідно питомі витрати палива (г/кВт·год) та рівень навантаження (МВт) генератора в i -му режимі.

2) Вартість виробництва електроенергії Π_i в i -му режимі роботи генератора:

$$\Pi_i = \frac{b_i \cdot \Pi_{\text{УПЕ}}}{1000} \text{ (грн/МВт} \cdot \text{год)},$$

де: $\Pi_{\text{УПЕ}}$ – вартість 1 тони палива, що використовується при виробництві електроенергії (грн./т).

3) Прирощені витрати палива dB , визначаються як зміни у витратах палива на виробництво електроенергії при зміні навантаження генератора. Математична сутність прирощених витрат палива – похідна функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження генератора. В лінійній моделі прирощені витрати палива є незмінною величиною для будь-якого рівня навантаження генератора. Для відображеної лінійної характеристики (рис.21.2) прирощені витрати визначаються як:

$$dB = \frac{B_{\max} - B_1}{P_{\max} - P_1} = \frac{b_{\max} \cdot P_{\max} - b_1 \cdot P_1}{1000 \cdot (P_{\max} - P_1)} \text{ (т/МВт} \cdot \text{год)}$$

4) Прирощена ціна палива $d\Pi$:

$$d\Pi_6 = dB \cdot \Pi_{\text{УПЕ}} \text{ (грн/МВт} \cdot \text{год)}$$

Так само, як і прирощені витрати палива, в лінійній моделі прирощена ціна палива є незмінною величиною при будь-якому рівні навантаження генератора.

Як вказано, вартість резерву на завантаження генератора визначається рівнем вигоди, яку виробник електроенергії втрачає внаслідок невикористання потужностей, виведених в резерв. Порівняємо основні економічні показники для наведеної на рисунку 2.7 лінійної характеристики в режимі максимального навантаження P_{\max} та режимі навантаження з утримуванням резерву $P_{\max}^{(\text{рез})}$.

Розрахункова вартість виробництва електроенергії в режимі максимального навантаження генератора буде визначатися:

$$D_{max} = C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{max} - P_1) \text{ (грн/год)}$$

Розрахункова вартість виробництва електроенергії в режимі з утриманням резерву на завантаження визначається по формулі:

$$D_{max}^{(рез)} = C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{max}^{(рез)} - P_1) = C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{max} - P_1) - dC_6 \cdot P_{рез+} \left(\frac{\text{грн}}{\text{год}} \right)$$

Нехай платежі за виробництво електроенергії при максимальному завантаженні генератора визначаються за формулою:

$$T_{max} = C_r^{ПС} \cdot P_{max} \text{ (грн/год)}$$

де: $C_r^{ПС}$ (грн./МВт·год) – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії.

Тоді платежі за виробництво електроенергії при навантаженні генератора з утриманням резерву на завантаження:

$$T_{max}^{(рез)} = C_r^{ПС} \cdot P_{max}^{(рез)} = C_r^{ПС} \cdot P_{max} - C_r^{ПС} \cdot P_{рез+} \text{ (грн/год)}$$

Вигода від виробництва електроенергії в режимі максимального навантаження:

$$\Pi_{max} = T_{max} - D_{max} \text{ (грн/год)}$$

Вигода від виробництва електроенергії при навантаженні генератора з утриманням резерву на завантаження обчислюється по формулі:

$$\Pi_{max}^{(рез)} = T_{max}^{(рез)} - D_{max}^{(рез)} \text{ (грн/год)}$$

Таким чином, вигода недоотримана виробником електроенергії внаслідок утримання резерву на завантаження:

$$\delta \Pi = \Pi_{max} - \Pi_{max}^{(рез)} = P_{рез+} \cdot (C_r^{ПС} - dC_6) \text{ (грн/год)}. \quad (2.1)$$

В (2.1) обсяг резерву на завантаження $P_{рез+}$ є умовно постійною величиною, оскільки її значення може змінюватись лише при модернізації енергоагрегату, внаслідок якої змінюється встановлена потужність генератора. Оскільки на перших етапах впровадження ринку ДП в Україні планується укладання річних договорів між СО та постачальниками цих послуг, то прирощену ціну блока dC також можна вважати умовно постійною величиною, незмінною протягом часу дії річного договору. Проте гранична ціна системи $C_r^{ПС}$ змінюється в досить широких межах як протягом доби, так і в різні пори року. Причому, як видно з (2.1), в залежності

від співвідношення значень граничної ціни системи та прирощеної ціни блока, величина недоотриманого прибутку може набувати як додатних, так і від'ємних значень. Для визначення фізичної сутності таких значень розглянемо недоотриманий прибуток як функцію від граничної ціни системи: $\delta\Pi = f(\Pi_r^{\text{ПС}})$. Для лінійної моделі вартості резерву на завантаження графік цієї функції має дві основні області (рис. 2.8):

- область з $\Pi_r^{\text{ПС}} > d\Pi_6$, де $\delta\Pi(\Pi_r^{\text{ПС}}) > 0$;
- область з $\Pi_r^{\text{ПС}} < d\Pi_6$, де $\delta\Pi(\Pi_r^{\text{ПС}}) < 0$.

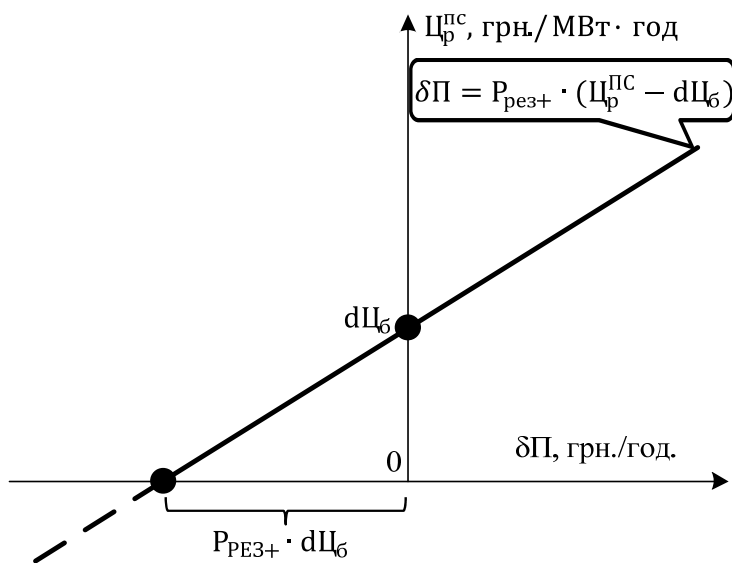


Рис. 2.8. Функція вигоди, втраченої внаслідок утримування резерву на завантаження як залежність від ринкової вартості електроенергії

На межі двох означених вище областей справджується рівність $\Pi_r^{\text{ПС}} = d\Pi_6$. В цій точці функція недоотриманого прибутку має нульове значення. Ситуації з $\Pi_r^{\text{ПС}} < 0$ не розглядаються, як наразі практично неможливі.

На рисунку 2.9 відображені у графічній формі складові витрат від утримання резерву на завантаження для енергоагрегату при $\Pi_r^{\text{ПС}} > d\Pi_6$. Аналогічно на рисунку 2.10 відображені у графічній формі складові витрат від утримання резерву на завантаження для енергоагрегату при $\Pi_r^{\text{ПС}} < d\Pi_6$.

Розрахункові витрати на виробництво електроенергії: $D_{\text{розр}}^{\text{max}} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_1)$ (грн/год)		
Витрати при максимальному завантаженні $P_{\text{бр}}^{\text{max}}$: $D_{\text{розр}}^{\text{max}} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_1)$	Витрати при завантаженні з утриманням резерву: $D_{\text{розр}}^{\text{max}+} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_{\text{рез}} - P_1)$	Різниця витрат (зменшення витрат): $\delta D = d\Pi_6 \cdot P_{\text{рез}}$
Платежі за виробництво електроенергії: $T^{\text{max}} = \Pi_r^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{бр}}^{\text{max}}$ (грн/год)		
Платежі при максимальному завантаженні $P_{\text{бр}}^{\text{max}}$: $T^{\text{max}} = \Pi_r^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{бр}}^{\text{max}}$	Платежі при завантаженні з утриманням резерву: $T^{\text{max}+} = \Pi_r^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{рез}}^{\text{max}}$	Різниця платежів (не отриманий платіж): $\delta T = \Pi_r^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{рез}}$
Вигода від виробництва електроенергії: $\Pi^{\text{max}} = T^{\text{max}} - D_{\text{розр}}^{\text{max}}$ (грн/год)		
Вигода при максимальному завантаженні: $T^{\text{max}} - D_{\text{розр}}^{\text{max}} = P_{\text{бр}}^{\text{max}} (\Pi_r^{\text{ПС}} - d\Pi_6) - P_1 (\Pi_1 - d\Pi_6)$	Вигода при завантаженні з утриманням резерву: $T^{\text{max}+} - D_{\text{розр}}^{\text{max}+} = \Pi_r^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{рез}}^{\text{max}} - P_1 (\Pi_1 - d\Pi_6) - d\Pi_6 (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_{\text{рез}})$	Втрачена вигода: $\delta \Pi = P_{\text{рез}} \cdot (\Pi_r^{\text{ПС}} - d\Pi_6)$

Рис. 2.9. Складові втрат від утримання резерву на завантаження при $\Pi_r^{\text{ПС}} > d\Pi_6$

Розрахункові витрати на виробництво електроенергії: $D_{\text{розр}}^{\text{max}} = C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_1)$ (грн/год)		
Витрати при максимальному завантаженні $P_{\text{бр}}^{\text{max}}$: $D_{\text{розр}}^{\text{max}} = C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_1)$	Витрати при завантаженні з утримуванням резерву: $D_{\text{розр}}^{\text{max}+} = C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_{\text{рез}} - P_1)$	Різниця витрат (економія у витратах): $\delta D = dC_6 \cdot P_{\text{рез}}$
Платежі за виробництво електроенергії: $T^{\text{max}} = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{бр}}^{\text{max}}$ (грн/год)		
Платежі при максимальному завантаженні $P_{\text{бр}}^{\text{max}}$: $T^{\text{max}} = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{бр}}^{\text{max}}$	Платежі при завантаженні з утримуванням резерву: $T^{\text{max}+} = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{рез}}^{\text{max}}$	Різниця платежів (недоотриманий платіж): $\delta T = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{рез}}$
Вигода від виробництва електроенергії: $\Pi^{\text{max}} = T^{\text{max}} - D_{\text{розр}}^{\text{max}}$ (грн/год)		
Збитки при максимальному завантаженні $P_{\text{бр}}^{\text{max}}$: $T^{\text{max}} - D_{\text{розр}}^{\text{max}} = P_{\text{бр}}^{\text{max}} (C_p^{\text{ПС}} - dC_6) - P_1 (C_1 - dC_6)$	Збитки при завантаженні з утримуванням резерву: $T^{\text{max}+} - D_{\text{розр}}^{\text{max}+} = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{рез}}^{\text{max}} - P_1 (C_1 - dC_6) - dC_6 (P_{\text{бр}}^{\text{max}} - P_{\text{рез}})$	Різниця у збитках (зменшення збитків): $\delta \Pi = P_{\text{рез}} \cdot (C_p^{\text{ПС}} - dC_6)$

Рис. 2.10. Складові втрат від утримання резерву на завантаження за $C_p^{\text{ПС}} < dC_6$

Аналіз складових витрат, які несе генератор електростанції при утриманні резерву на завантаження здійснювався із врахуванням такого чинника. Згідно зі статистикою енергоринку України для всіх енергоагрегатів ТЕС, де справедлива нерівність $b_1 > b_{max}$, також справедливою буде нерівність $\zeta_{max} > d\zeta_6$. Тому інші співвідношення між питомою вартістю виробництва електроенергії та прирощеною ціною енергоблоку не розглядались.

В той час, як при $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$ (рис. 2.9) утримання резерву на завантаження призводить до зниження вигоди, за умови $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$ (рис. 2.10) навпаки, зменшуються збитки від виробництва електроенергії внаслідок утримування частини потужностей генератора в резерві. Тобто, при $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$ власнику енергоагрегату ТЕС вигідніше зменшувати рівень навантаження, оскільки при цьому зменшуватимуться обсяги його збитків. Таким чином, СО не має підстав оплачувати власнику енергоагрегату ТЕС роботу з утримуванням резерву на завантаження, якщо $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$.

Слід зазначити, що ситуація, коли $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$, не є суто теоретичною. Така ситуація виникає на оптовому ринку електроенергії України внаслідок введення НКРЕ коригуючих коефіцієнтів, якими гранична ціна системи примусово знижується. Крім того, як показав ретроспективний аналіз статистики оптового ринку електроенергії, в нічні години лише для енергоагрегатів Зміївської, Курахівської, Луганської та Придніпровської ТЕС справедлива нерівність $\zeta_p^{PC} > d\zeta_6$. Тому лише для цих електростанцій економічно доцільно брати участь у наданні послуг з ПРЧП та ВРЧП як в денні, так і в нічні години. В той же час для Трипільської ТЕС взагалі економічно не вигідно надавати послуги з ПРЧП та ВРЧП.

Таким чином, обсяги компенсацій за утримування резерву на завантаження для енергоагрегатів з відображеною на рисунку 2.7 енергетичною характеристикою мають розраховуватись за формулою:

$$\delta\Pi = \begin{cases} P_{рез+} \cdot (\zeta_p^{PC} - d\zeta_6) & \text{при } \zeta_p^{PC} > d\zeta_6 \\ 0 & \text{при } \zeta_p^{PC} \leq d\zeta_6 \end{cases} \quad (\text{грн/год}) \quad (2.2)$$

Розглянемо особливості надання ДП з регулювання частоти електростанціями, для генераторами яких $b_1 < b_{max}$.

Очевидною особливістю роботи генератора з енергетичною характеристикою, відображеною на рисунку 2.11, є збільшення питомих витрат палива на виробництво електроенергії зі збільшенням рівня завантаження генератора. Проте, за достатньо високої граничної ціни системи $\bar{C}_p^{ПС}$, власники енергоагрегатів з подібною енергетичною характеристикою отримують компенсацію витрат на виробництво електроенергії та певну вигоду.

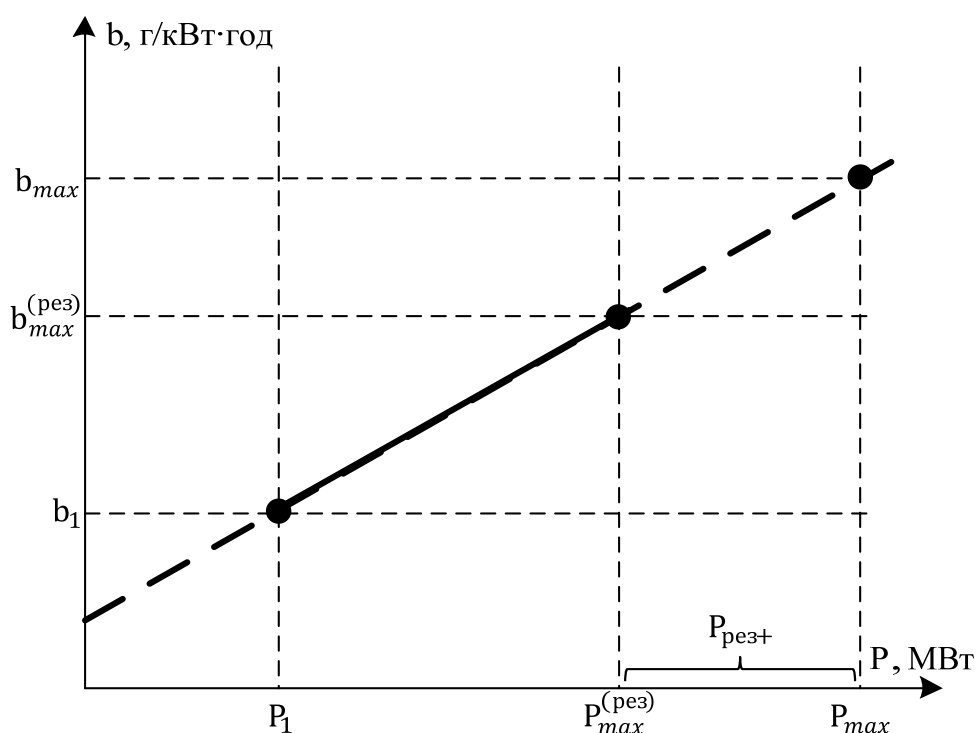


Рис. 2.11. Особливості зростаючої характеристики приростів палива

Як показав аналіз ретроспективних даних енергоринку України, для енергоагрегатів з $b_1 < b_{max}$ (рис. 2.11) також справджується нерівність $\bar{C}_{max} < d\bar{C}_6$. Не складно показати, що так само, як і для енергоагрегатів з $b_1 > b_{max}$, при $\bar{C}_p^{ПС} > d\bar{C}_6$, утримання резерву на завантаження генератора призводить до втрати вигоди від виробництва електроенергії, а при $\bar{C}_p^{ПС} < d\bar{C}_6$ — до зменшення збитків.

Розглянемо особливості впливу значення граничної ціни системи $\bar{C}_p^{ПС}$ на обсяги витрат за готовність до надання ДП з ПРЧП та ВРЧП в аспекті утримання

резерву на розвантаження. Здійснивши аналіз, аналогічний виведенню (2.1), отримаємо:

$$\delta\Pi_{\text{рез-}} = P_{\text{рез-}} \cdot (d\Pi_6 - \Pi_p^{\text{ПС}})$$

Вартість резерву на розвантаження генератора аналогічно визначається рівнем вигоди, яку виробник електроенергії втрачає внаслідок додаткових витрат на виробництво електричної енергії з метою утримання потужностей на розвантаження, виведених в резерв. Для підтвердження цього побудуємо графік платежів за резерв як функцію, значення якої залежить від граничної ціни системи: $\Pi_{\text{рез-}} = f(\Pi_p^{\text{ПС}})$. Графік функції $\Pi_{\text{рез-}} = f(\Pi_p^{\text{ПС}})$ наведено на рисунку 2.12.

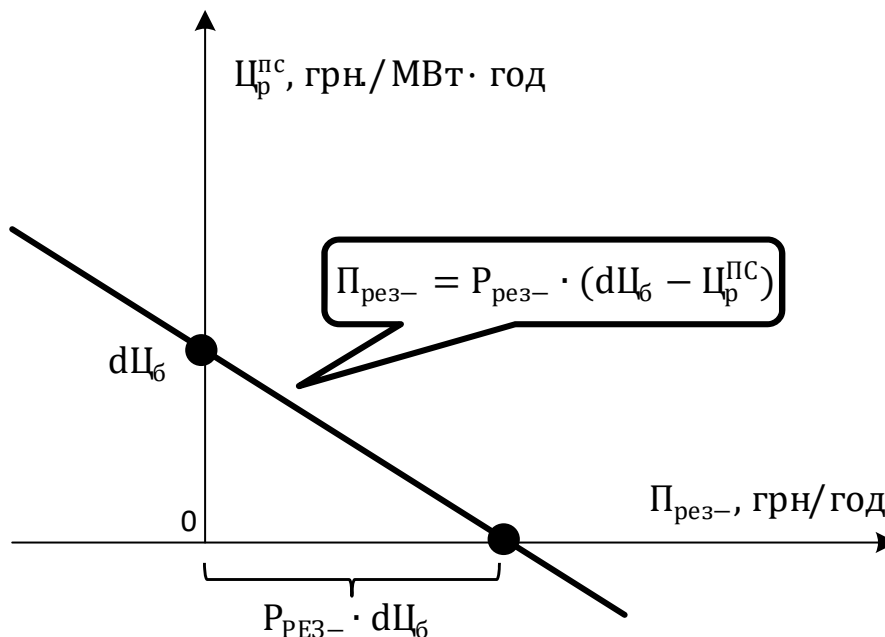


Рис. 2.12. Функція вигоди, втраченої внаслідок утримування резерву на розвантаження як залежність від ринкової вартості електроенергії

Так само, як і для втраченої внаслідок утримування резерву на завантаження, маємо наступні особливі області:

- 1) при $\Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6$ значення функції платежу за резерв $\Pi_{\text{рез-}} < 0$;
- 2) при $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$ значення функції платежу за резерв $\Pi_{\text{рез-}} > 0$.

Складові витрат, що виникають внаслідок утримання резерву на розвантаження при $\Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6$ графічно відображені на рисунку 2.13, а при $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$ — на рисунку 2.14.

Розрахункові витрати на виробництво електроенергії: $D_{розр}^{min} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} - P_1)$ (грн/год)		
Витрати при мінімальному завантаженні $P_{бр}^{min}$: $D_{розр}^{min} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} - P_1)$	Витрати при завантаженні з утримуванням резерву: $D_{розр}^{min-} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} + P_{рез} - P_1)$	Різниця витрат (збільшення витрат): $\delta D = d\Pi_6 \cdot P_{рез}$
Платежі за виробництво електроенергії: $T^{min} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{бр}^{min}$ (грн/год)		
Платежі при мінімальному завантаженні $P_{бр}^{min}$: $T^{min} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{бр}^{min}$	Платежі при завантаженні з утримуванням резерву: $T^{min-} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{рез-}$	Різниця платежів (додатковий платіж): $\delta T = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{рез-}$
Вигода від виробництва електроенергії: $\Pi^{min} = T^{min} - D_{розр}^{min}$ (грн/год)		
Вигода при мінімальному завантаженні: $T^{min} - D_{розр}^{min} = P_{бр}^{min} (\Pi_p^{ПС} - d\Pi_6) - P_1 (\Pi_1 - d\Pi_6)$	Вигода при завантаженні з утримуванням резерву: $T^{min-} - D_{розр}^{min-} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{рез-} - P_1 (\Pi_1 - d\Pi_6) - d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} + P_{рез})$	Додаткова вигода: $\delta \Pi = P_{рез-} \cdot (\Pi_p^{ПС} - d\Pi_6)$

Рис. 2.13. Втрати від утримання резерву на розвантаження при $\Pi_p^{ПС} > d\Pi_6$

Розрахункові витрати на виробництво електроенергії: $D_{розр}^{min} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} - P_1)$ (грн/год)		
Витрати при мінімальному завантаженні $P_{бр}^{min}$: $D_{розр}^{min} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} - P_1)$	Витрати при завантаженні з утриманням резерву: $D_{розр}^{min-} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} + P_{рез} - P_1)$	Різниця витрат (збільшення витрат): $\delta D = d\Pi_6 \cdot P_{рез}$
Платежі за виробництво електроенергії: $T^{min} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{бр}^{min}$ (грн/год)		
Платежі при мінімальному завантаженні $P_{бр}^{min}$: $T^{min} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{бр}^{min}$	Платежі при завантаженні з утриманням резерву: $T^{min-} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{бр}^{min-}$	Різниця платежів (додатковий платіж): $\delta T = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{рез-}$
Збитки від виробництва електроенергії: $\Pi^{min} = T^{min} - D_{розр}^{min}$ (грн/год)		
Збитки при мінімальному завантаженні $P_{бр}^{min}$: $T^{min} - D_{розр}^{min} = P_{бр}^{min} (\Pi_p^{ПС} - d\Pi_6 \cdot P_{бр}^{min}) - P_1 (\Pi_1 - d\Pi_6)$	Збитки при завантаженні з утриманням резерву: $T^{min-} - D_{розр}^{min-} = \Pi_p^{ПС} \cdot P_{бр}^{min-} - P_1 (\Pi_1 - d\Pi_6) - d\Pi_6 (P_{бр}^{min} + P_{рез})$	Збільшення збитків: $\delta \Pi = P_{рез-} \cdot (d\Pi_6 - \Pi_p^{ПС})$

Рис. 2.14. Втрати від утримання резерву на розвантаження за $\Pi_p^{ПС} < d\Pi_6$

При утриманні резерву на розвантаження за умови співвідношенні економічних показників при $\zeta_p^{PC} > d\zeta_6$ (рис. 2.13) витрати енергоагрегату на виробництво електроенергії збільшуються. При цьому збільшуються і платежі за вироблену електроенергію. Сумарно вигода від виробництва електроенергії збільшується. Тобто, власник енергоагрегату збільшує вигоду від виробництва електроенергії внаслідок утримання резерву на завантаження і тому необхідність у компенсаціях відсутня.

При співвідношенні економічних показників $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$ (рис. 2.14) виробництво електроенергії стає збитковим. При утриманні резерву на розвантаження власник енергоагрегату несе більші витрати на виробництво електроенергії порівняно із платежами за вироблену електроенергію. Це, відповідно, обумовлює появу та збільшення збитків (при зменшенні ζ_p^{PC}) від виробництва електроенергії при утриманні резерву на розвантаження, які необхідно компенсувати.

Таким чином, формула розрахунку платежів за резерв на розвантаження має враховувати обидва випадки і матиме вигляд:

$$P_{рез-} = \begin{cases} 0 & \text{при } \zeta_p^{PC} \geq d\zeta_6 \\ P_{рез-} \cdot (d\zeta_6 - \zeta_p^{PC}) & \text{при } \zeta_p^{PC} < d\zeta_6 \end{cases} \quad (2.3)$$

Слід зауважити, що (2.2) та (2.3) надають математичний апарат для розрахунків виключно пов'язаних із утриманням резерву активної потужності витрат. В залежності від особливостей організації ринку ДП та БР, до цих платежів також можливі додаткові нарахування для компенсації збитків від виробництва електроенергії у години низької ринкової ціни.

Оскільки для ПРЧП встановлюється симетричний діапазон регулювання, то, у випадку лінеаризованої характеристики витрат палива, додаткові витрати і вигода при регулюванні на завантаження та розвантаження взаємно компенсуються. Тому для нарахувань за ДП з ПРЧП достатньо враховувати тільки витрати, пов'язані з утримуванням резерву на завантаження, а у врахуванні витрат на розвантаження немає економічно обґрунтованих потреб. Тому останню формулу доцільно

використовувати для визначення плати за підтримку стану готовності до надання послуги з ВРЧП в частині розвантаження енергоагрегату електростанції.

Наведені методи визначення плати за готовність надання та фактичне надання ДП з ПРЧП та ВРЧП дозволяють адекватно розрахувати компенсаційні платежі витрат, що виникають внаслідок утримання резерву для потреб регулювання частоти з урахуванням ринкової вартості електроенергії [138]. Наведені математичні моделі можуть використовуватися при ціноутворенні за надання ДП як в конкурентній моделі ринку електроенергії, так і в існуючій моделі, оскільки базуються на цінах, що складаються на оптовому ринку електроенергії (гранична ціна системи) незалежно від способу їх розрахунку (пул, біржа електроенергії або БР). Це, в свою чергу, дозволяє впроваджувати наведені моделі вже за чинної моделі ринку електроенергії в Україні, що має забезпечити стимулювання електростанцій щодо модернізації своїх енергоблоків з метою надання послуг з регулювання частоти в ОЕС України.

Додатково в роботі розроблені методи розрахунку вартості фактичного надання ДП з ПРЧП та ВРЧП, які можуть використовуватись на ринку ДП за наявності відповідних сертифікованих засобів моніторингу з надання генераторами електростанцій послуг з регулювання режиму ОЕС України. Опис таких методів, а також опис розрахункових моделей, створених на основі викладених у дисертаційній роботі методів розрахунку вартості ДП, зведені до Додатку Г.

2.5 Методи визначення втрат електростанцій при наданні допоміжної послуги з регулювання напруги в ОЕС України

Регулювання напруги є локальною задачею для окремого регіону електричної мережі, вирішення якої потребує кожний СО будь-якого електроенергетичного об'єднання [139], відповідно задачі з регулювання напруги повинні вирішуватися окремо для кожної області регулювання. В Україні це може бути реалізовано шляхом забезпечення достатньою кількістю джерел реактивної

потужності для регулювання рівня напруги у відповідності з чинними стандартами якості електроенергії [140].

Для нормальної роботи мережі, забезпечення запасу стійкості по напрузі у контрольних вузлах мережі і згідно з обмеженнями по напрузі стосовно працюючого обладнання мережі, необхідно регулювати напругу у визначених точках системи, щоб відхилення напруги від номінальних значень не перевищували встановлених обмежень [139].

В електроенергетиці України використовується ієрархічна система регулювання реактивних потужностей та напруги, яка реалізується у вигляді узгоджених дій оперативного персоналу різних електроенергетичних об'єктів та рівнів керування (електричні станції, підстанції, підприємства електричних мереж, електрична система). В електроенергетичних системах передбачено встановлення обладнання, що реагує на зміни балансу реактивної потужності. Таке обладнання можна розділити на наступні категорії:

- батареї статичних компенсаторів та шунтуючі реактори з можливістю вимкнення з мережі. Ці пристрої змінюють свою потужність лише дискретно через деякі проміжки часу;
- генератори електростанцій, що є джерелами реактивної потужності, і, в основному, використовуються для потреб регулювання реактиву у відповідних областях регулювання, забезпечуючи при цьому допустимі рівні напруги в точках мережі, що відносяться до цих областей;
- електронні пристрої, такі як, наприклад, статичні тиристорні компенсатори (СТК), які можуть швидко реагувати на зміни реактивної потужності і компенсувати її у достатньо широкому діапазоні.

Синхронні генератори електростанцій є найбільш вагомими джерелами реактивної потужності в мережі (близько 70%). Окрім генерації активної потужності, в залежності від величини коефіцієнту потужності ($\cos\varphi$) роботи генератора, виробляється ще й реактивна потужність. У синхронних генераторів різних номінальних потужностей коефіцієнт потужності для довготривалих режимів роботи коливається у межах $0,85 \div 0,95$. Номінальний $\cos\varphi$ синхронних

генераторів середньої потужності дорівнює 0,85, а зменшення навантаження генераторів супроводжується збільшенням їхніх напруг. В ідеальному випадку, з погляду мінімальних втрат електроенергії в системі «електростанція–ЛЕП–споживач», необхідно створити такі умови, щоб генератори електростанцій працювали з номінальним $\cos\varphi$, перетоки додаткової реактивної потужності по ЛЕП були відсутні, а споживачі працювали з $\cos\varphi = 1$ без споживання реактивної потужності.

Генератори електростанцій можуть працювати в широкому діапазоні навантажень та режимів. Це характерно для енергоблоків, які працюють в режимі регулювання графіку навантаження електроенергетичної системи. Чим менше активне навантаження генератора, тим з більшим споживанням реактивної потужності може працювати генератор. Граничний найменший струм, який має місце при відсутності навантаження, дорівнює нулю, однак стійка робота генераторів в цьому режимі можлива тільки при наявності швидкодіючого автоматичного регулятора збудження. Також можлива робота генератора з реактивною потужністю більше номінальної при струмах збудження, які не перевищують номінальні значення, за рахунок зниження активного навантаження.

Таким чином, однією з основних ДП є РНРП з використанням генеруючого обладнання електростанцій. Причому сьогодні плата електростанціям за надання цієї ДП в Україні відсутня, що в свою чергу призводить до ускладнення надання цієї ДП електростанціями внаслідок їх економічної незацікавленості.

Існує два режими роботи синхронного генератора при регулюванні напруги та реактивної потужності [141, 142]: перезбудження та недозбудження. У режимі перезбудження в мережу надходять активна та реактивна потужності. У режимі недозбудження генератор споживає реактивну потужність при генерації активної потужності. В таких режимах генератори мають працювати під час мінімальних навантажень. Потік реактивної потужності синхронного генератора регулюється шляхом зміни вихідної напруги, яка в свою чергу регулюється шляхом зміни струму збудження. Допустимі обмеження для параметрів регулювання реактивної потужності в синхронному генераторі обмежуються умовами щодо нагрівання

статору та/або ротору. Ці обмеження регламентуються паспортними даними та заводськими інструкціями. Наприклад, заводами гарантується нормальна робота турбогенераторів при відхиленні напруги статора на $\pm 5\%$, при цьому довгостроково припустимий струм змінюється на $\pm 5\%$. При роботі в режимах недозбудження, внаслідок додавання магнітних полів розсіювання лобових частин обмоток ротора та статора при підмагнічувальному характері реакції статора в цих режимах, збільшуються вихрові струми в конструктивних елементах генератора та крайніх пакетах активної сталі статора. Збільшення вихрових струмів викликає підвищений нагрів відповідних елементів. Допустиме завантаження генераторів за активною та реактивною складовими електроенергії обмежується їхньою кривою потужності (рис. 2.15).

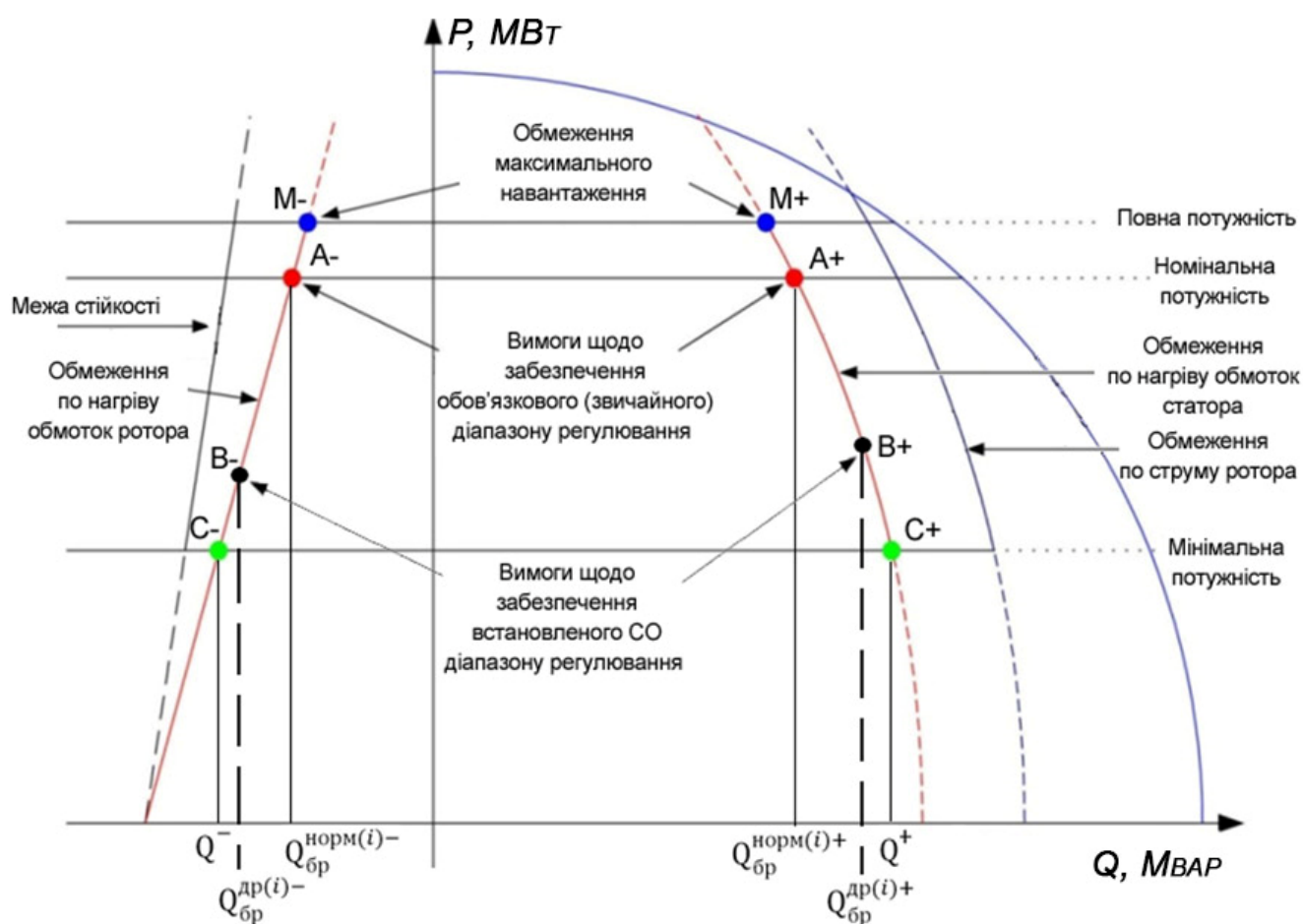


Рис. 2.15. Обмеження завантаження синхронних генераторів при РНПР

Робота генераторів з різними $\cos\varphi$ при нормальних параметрах навколишнього середовища обмежується рядом факторів:

- струмом збудження у зоні перезбудження при $\cos\varphi < \cos\varphi_{\text{ном}}$, оскільки зниження $\cos\varphi$ при незмінному навантаженні супроводжується збільшенням струму збудження;
- струмом статора та потужністю турбіни у зоні від $\cos\varphi_{\text{ном}}$ до $\cos\varphi=1$, оскільки підвищення $\cos\varphi$ при номінальному струмі статора супроводжується збільшенням активної потужності;
- режимом недозбудження, який обмежується потужністю турбіни, струмом статора, нагріванням крайніх пакетів статора та стійкістю.

Наведена на рисунку 2.16 крива потужності синхронного генератора відображає області режимів його роботи, де область «1» відповідає нормальному режиму роботи генератора; область «2» – не є нормальним режимом, але і не є небезпечною областю характеристики роботи генератора; область «3» – небезпечна зона, що характеризується пошкодженням або виходом із під контролю генератора [143].

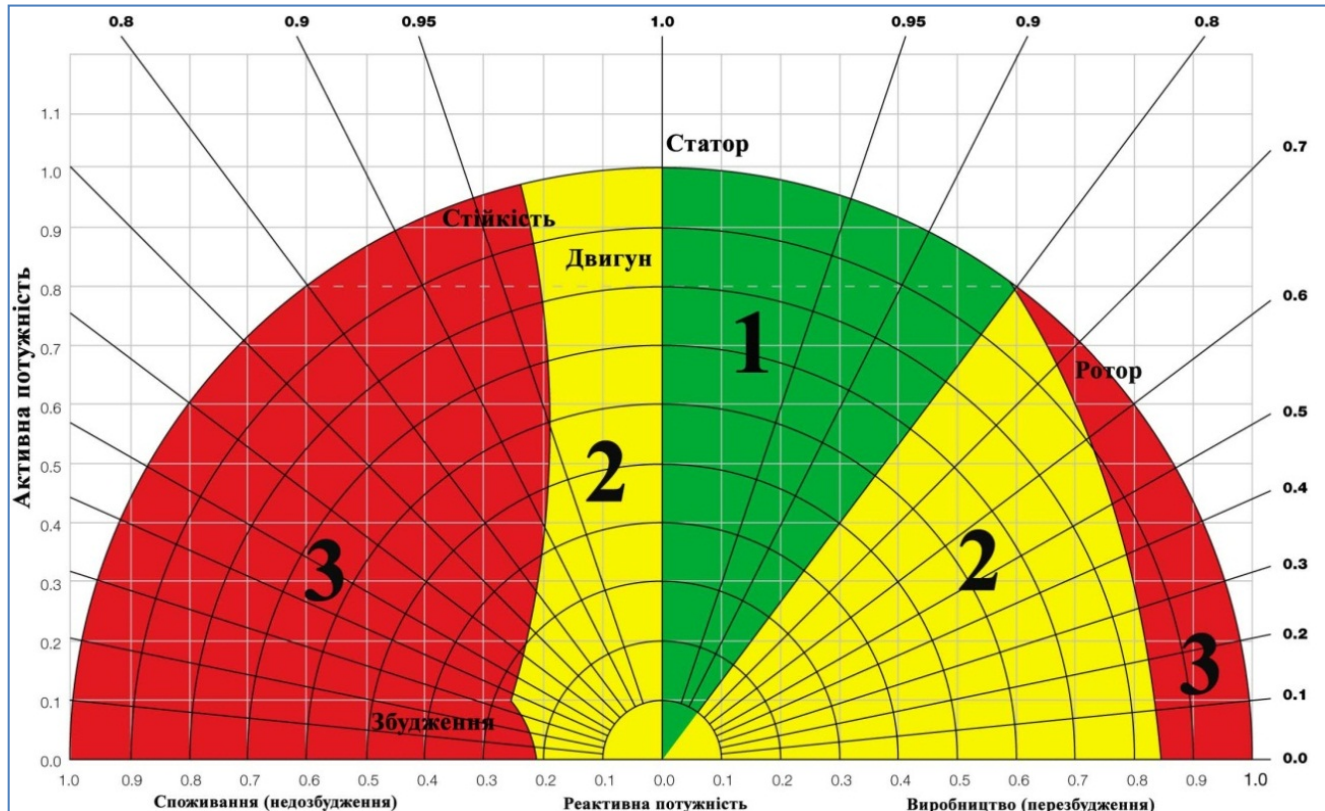


Рис. 2.16. Характерні області режимів роботи синхронного генератора по діаграмі статичної стійкості

Світовий досвід формування платежів за РНРП електростанціями свідчить про те, що витрати на РНРП генераторами в загальному випадку складається з:

- капіталовкладень,
- витрат на забезпечення резерву реактивної потужності,
- постійних витрат;
- змінних витрат, у тому числі і вартість втраченої вигоди.

Аналіз функціонування ринків ДП в країнах ЄС показав, що до витрат, які найчастіше враховуються при формуванні платежів за РНРП, відносяться: капіталовкладення; втрачена вигода та амортизаційні відрахування на модернізацію обладнання.

Капіталовкладення мають покриватися шляхом розподілу всіх капітальних вкладень на запланований термін служби або період окупності обладнання. Для забезпечення мотивації постачальників ДП до модернізації обладнання з метою РНРП при формуванні платежу за цей вид ДП слід забезпечувати «певну» рентабельність капітальних вкладень.

Відокремлення капіталовкладень на генерацію реактивної потужності від капіталовкладень в активну потужність ускладнено, тому для генераторів, що виробляють реактивну потужність не доцільно розділяти або окремо покривати капіталовкладення. Вони є частиною повних капітальних вкладень для генераторів, і покриваються за рахунок виробництва активної потужності і ДП, у тому числі і РНРП.

Капіталовкладення в систему регулювання реактивної потужності мають бути розділені та відшкодовуватися для тих випадків, коли СО звертається до електростанції щодо додаткових вкладень в обладнання генераторів для поліпшення можливостей з РНРП.

Витрати на забезпечення резерву реактивної потужності доцільно враховувати через платіж за капіталовкладення або як складову постійних витрат в залежності від обсягу резерву реактивної потужності для генератору в електроенергетичній системі, що визначається як нормальний діапазон регулювання реактивної потужності.

Постійні витрати визначаються потребами у активній потужності та її технічними втратами. Останні розраховуються як сума всіх постійних складових втрат активної потужності протягом періоду генерації реактивної потужності.

Слід відзначити, що в режимі споживання реактивної потужності збільшуються втрати електроенергії (порівняно з генерацією при коефіцієнті потужності, що дорівнює одиниці) в збуднику, роторі і статорі енергоблоку, а також в генераторному трансформаторі.

Змінні витрати становлять сукупність втрат активної потужності, що виникають в процесі генерації або споживання реактивної потужності в генераторі, а також втратами в підвищувальному трансформаторі (якщо він належить електростанції). Це обумовлюється тим, що система автоматичного управління напругою підтримує уставку по напрузі на кожній системі шин високої напруги електростанції (у першу чергу, за допомогою управління реактивною потужністю всіх агрегатів, приєднаних до даної системи шин), а після вичерпання цього ресурсу, за допомогою зміни коефіцієнту трансформації трансформаторів між системами шин.

Витрати на змінні втрати генератора протягом часу роботи генератора для розрахункового періоду, коли генератор і підвищувальний трансформатор генерують або споживають реактивну потужність мають враховувати:

- витрати на змінні втрати активної потужності генератора відповідно при генерації або споживанні реактивної потужності,
- витрати на змінні втрати, що виникають в трансформаторі відповідно при генерації або споживанні з мережі реактивної потужності генератором.

Коли СО дає команду генератору зменшення генерації активної потужності при одночасному збільшенні виробництва або споживання реактивної потужності, то він зобов'язаний покривати вартість втраченої вигоди. Слід відзначити, що зі зменшенням генерації активної потужності спостерігаються втрати доходу генератора, але також і залишаються деякі змінні втрати активної потужності.

Платіж СО за надання ДП з РНРП має визначатися в залежності від вироблення або споживання активної потужності.

Технологічні особливості РНРП синхронними генераторами та проведений аналіз публікацій [40, 114, 128 – 131, 133, 142] щодо ціноутворення за надання ДП в країнах Європи та США дозволяють визначити три операційні зони [144] для визначення витрат генераторів при наданні послуги з РНРП та подальшого формування платежів за цю ДП (рис. 2.17).

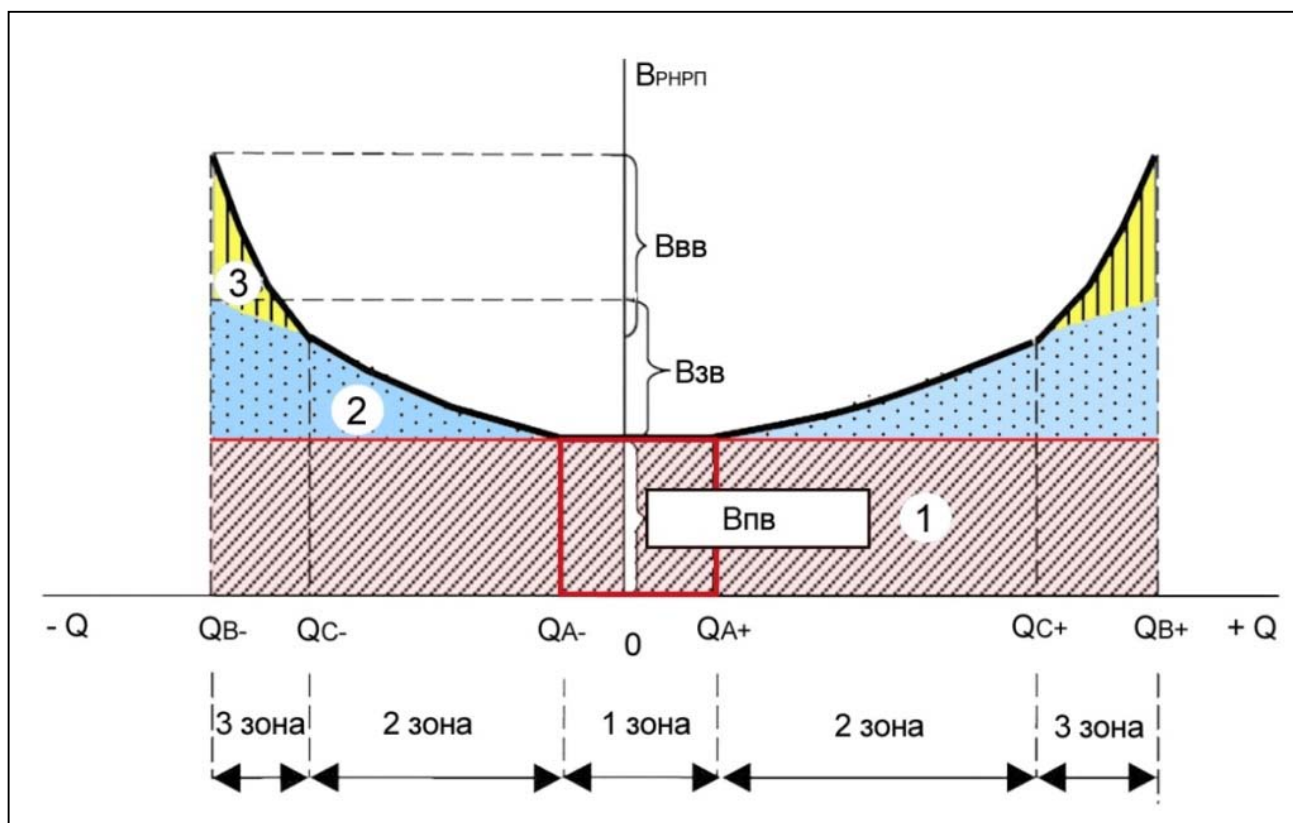


Рис. 2.17. Операційні зони з надання РНРП синхронним генератором

Перша зона $Q_A \leq Q \leq Q_{A+}$ (рис. 2.17) характеризується наявністю умовно постійних витрат ($V_{ПВ}$) до яких теоретично можна віднести капітальні вкладення або витрати на модернізацію обладнання генераторів електростанцій, а також витрати, що зумовлюються потребами у активній потужності та її технічними втратами при здійсненні РНРП в нормальному діапазоні регулювання. Однак відокремлення капітальних вкладень (або витрат на модернізацію) в енергоблок з метою РНРП від капітальних вкладень на виробництво активної потужності часто є неможливим, тому, як правило, ця складова не враховується при визначенні платежів за надання ДП з РНРП, оскільки вона покривається за рахунок

виробництва електроенергії. Це також відноситься і до інших умовно постійних витрат, серед яких можна виділити споживання активної потужності системою збудження генератора, втрати активної потужності в статорі, роторі та трансформаторі, що є невід'ємною частиною процесу виробництва електричної енергії. Зважаючи на вищезазначене, у більшості країн Європи, де введена плата за надання ДП за РНРП, складова, що враховує витрати, $V_{\text{ПВ}} = 0$. Причому підтримання діапазону $Q_{A-} \leq Q \leq Q_{A+}$ є обов'язковою технічною вимогою для генераторів електростанцій, що визначається при укладанні двостороннього договору з надання цієї ДП між СО та відповідним виробником електричної енергії.

Таким чином нормальний (або звичайний) діапазон регулювання реактивної потужності може бути визначений як діапазон, в межах якого зміна рівня генерування (чи споживання) реактивної потужності не супроводжується істотною зміною витрат палива та втрат електричної енергії.

Друга зона ($Q_{C-} \leq Q \leq Q_{A-}$ та $Q_{C+} \leq Q \leq Q_{A+}$) характеризується появою умовно змінних витрат ($V_{\text{ЗВ}}$), які пов'язані з додатковими втратами активної потужності в статорі, роторі та трансформаторі енергоагрегату. Поява цих додаткових втрат активної потужності обумовлена збільшенням діапазону регулювання генератору відповідно до вимоги СО, однак не пов'язана із зменшенням виробництва електричної енергії. Діапазон регулювання реактивної потужності кожного енергоблоку визначається СО на основі даних щодо нормального діапазону регулювання реактивної потужності, наданих постачальниками ДП.

Третя зона ($Q_{В-} \leq Q \leq Q_{C-}$ та $Q_{В+} \leq Q \leq Q_{C+}$) додатково до умовно змінних витрат характеризується появою втраченої вигоди, що виникає внаслідок зменшення обсягу генерації активної потужності для забезпечення встановленого СО діапазону регулювання реактивної потужності.

З метою визначення витрат електростанцій при наданні ДП з РНРП проведено аналіз літературних джерел та виконані дослідження, які дозволили сформулювати методологію розрахунку втрат генераторів при забезпеченні встановленого СО діапазону регулювання.

Розглянемо складові розробленого методу, які враховують втрати генераторів у визначених вище другій та третій операційних зонах при наданні послуги з РНРП [145, 146].

Сукупність втрат, які враховуються при визначенні умовно змінних витрат електростанцій в другій операційній зоні, розраховуються за формулою:

$$B_{3B}^{(i)} = B_{3B_T}^{(i)} + B_{(3B_C)}^{(i)} + B_{(3B_P)}^{(i)}, \text{ (МВт)}$$

де: $B_{3B_T}^{(i)}$ - втрати активної потужності у підвищувальному трансформаторі i -го енергоагрегату;

$B_{(3B_C)}^{(i)}$ - втрати активної потужності в статорі i -го генератора електростанції;

$B_{(3B_P)}^{(i)}$ - втрати активної потужності в роторі i -го генератора електростанції;

Втрати активної потужності у підвищувальному трансформаторі i -го енергоагрегату, обумовлені генерацією/споживанням реактивної потужності, розраховується за формулою:

$$B_{3B_T}^{(i)} = \frac{P_{K3} \cdot (Q_{6p}^{др(i)})^2}{S_{НОМ}^2}, \text{ (МВт)} \quad (2.4)$$

де: $P_{K3}, \text{ МВт}$ – втрати короткого замикання в обмотках трансформатора;

$S_{НОМ}, \text{ МВА}$ – номінальна потужність трансформатора.

Втрати активної потужності в статорі i -го генератора електростанції, обумовлені генерацією/споживанням реактивної потужності, розраховуються за формулою:

$$B_{(3B_C)}^{(i)} = \left(\frac{1000 \cdot Q_{6p}^{др(i)}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \right)^2 \cdot R_{ст}, \text{ (МВт)} \quad (2.5)$$

де: $Q_{6p}^{др(i)}, \text{ Мвар}$ – максимальне значення генерації чи споживання реактивної потужності у встановленому СО діапазоні регулювання реактивної потужності i -го енергоагрегату електростанції;

$U_{НОМ}, \text{ кВ}$ – номінальна напруга генератора енергоагрегату;

$R_{ст}, \text{ Ом}$ – активний опір статора генератора i -го енергоагрегату електростанції.

В свою чергу, значення $Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)}$ може бути визначено в діапазоні від $Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)-}$ до $Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)+}$ (відповідно мінімальна та максимальна межі встановленого СО діапазону регулювання реактивної потужності i -го енергоагрегату електростанції) окремо для кожного розрахункового періоду.

Однак точне визначення рівня генерації або споживання реактивної потужності з подальшим визначенням плати за кожний розрахунковий період пов'язане з необхідністю побудови складних та дорогих систем реєстрації інформації та відповідних систем розрахунку вартості цієї складової ДП з регулювання реактивної потужності, що сьогодні є складною задачею, зважаючи на відсутність в Україні досвіду визначення втрат та відповідно витрат електростанцій за надання ДП з РНПР.

Зважаючи на зазначене, запропоновано у формули (2.4) та (2.5) підставляти значення $Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)} = \max(|Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)-}|, |Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)+}|)$. Такий підхід, з одного боку, завищує значення втрат активної потужності у підвищувальному трансформаторі та статорі i -го генератора електростанції, а з іншого боку мотивує електростанції до забезпечення встановленого СО діапазону регулювання реактивної потужності.

Завищення значень витрат активної потужності в статорі та підвищувальному трансформаторі може бути компенсовано безпосередньо при розрахунку платежів за надання ДП з РНПР шляхом введення оплати виключно за генеровану/спожиту реактивну потужність, яка визначається за даними лічильника.

Втрати активної потужності в роторі i -го генератора електростанції протягом розрахункового періоду, обумовлені генерацією/споживанням реактивної потужності, що також входять до $B_{\text{ТРНПР}}^{(i)}$, запропоновано розраховувати за формулою:

$$B_{(3B_p)}^{(i)} = 10^{-6} \cdot \left(\left(I_{p(d)}^{(i)} \right)^2 - \left(I_{p(\min)}^{(i)} \right)^2 \right) \cdot m_p^{(i)} \cdot R_p^{(i)}, (\text{МВт})$$

де: $I_{p(\min)}^{(i)}$, A , – сила струму збудження, яка визначається за регулювальною характеристикою генератора для умови роботи цього генератора в режимі технологічного мінімуму;

$I_{p(d)}^{(i)}$, A , – максимальна сила струму збудження при забезпеченні встановленого СО діапазону регулювання, яка визначається за регулювальною характеристикою генератора;

$m_p^{(i)}$ – число полюсів обмотки ротора в i -го енергоагрегаті електростанції, яке визначається за паспортними даними генератора;

$R_p^{(i)}$, Ом – активний опір однієї фази обмотки ротора при температурі $75\text{ }^{\circ}\text{C}$, який визначається за паспортними даними генератора.

Значення $I_{p(\min)}^{(i)}$ та $I_{p(d)}^{(i)}$ по графікам на рисунку 2.18 підбираються для індуктивного значення коефіцієнту потужності відповідно в точках (С+) та (В+) на діаграмі статичної стійкості (рис. 2.15).

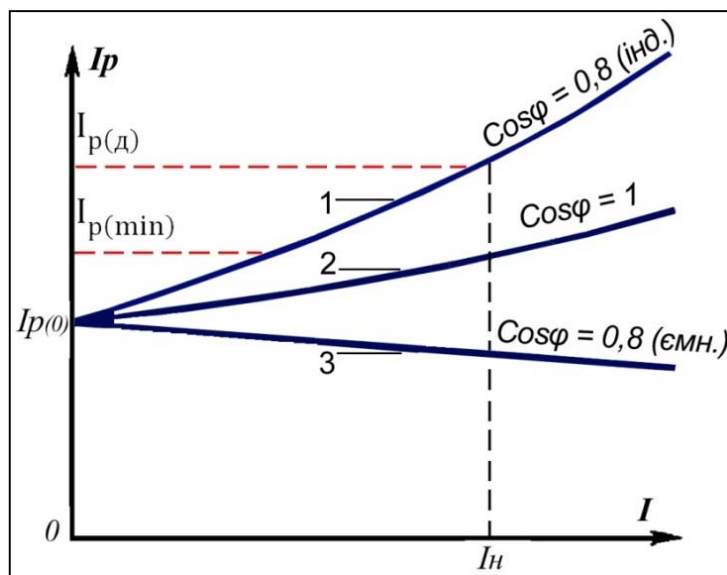


Рис. 2.18. Відповідності між струмами статора і ротора синхронного генератора

В переважній більшості випадків регулювання напруги генераторами електростанцій здійснюється саме за індуктивного значення коефіцієнту потужності і при переході від режиму холостого ходу ($U = 0$, $I = 0$) до номінального

навантаження необхідно ($U = U_n$, $I = I_n$) значно (приблизно в 2 рази) збільшити струм збудження генератору. При цьому складність точного визначення значень сили струму збудження генератора для певного періоду часу з метою проведення практичних розрахунків платежів за надання ДП з РНРП також обумовлює доцільність використання запропонованого підходу.

Розглянемо особливості появи «втраченої вигоди», що виникає при необхідності зниження активного навантаження енергоагрегату електростанції для підтримки заданого СО діапазону регулювання реактивної потужності.

При визначенні «втраченої вигоди» з метою подальших розрахунків платежів за надання ДП з РНРП практично можна використовувати декілька способів визначення максимального активного навантаження $P_{бр}^{max}$ та розрахункового значення активної потужності $P_{бр}^{(роз)}$ [145, 146].

Серед способів визначення максимального активного навантаження енергоблока $P_{бр}^{max}$ слід виділити основні два: відповідно до максимального навантаження турбіни; відповідно до струму термічної стійкості якоря.

Причому в першому варіанті виділяється “базова зона” з інтервалом реактивної потужності $[Q_{бр}^{норм-}; Q_{бр}^{норм+}]$ (рис. 2.15), яка відповідає звичайному діапазону регулювання реактивної потужності. В межах цього діапазону надання послуги з РНРП не супроводжується помітними втратами для електростанцій та, відповідно, необхідність компенсації втрат відсутня. До недоліків такого варіанту слід віднести певну незацікавленість виробників електроенергії у наданні ДП РНРП в межах номінального коефіцієнту навантаження ($\cos\varphi$).

Інший варіант дозволяє нараховувати платіж за надання ДП РНРП вже в межах номінального діапазону регулювання реактивної потужності. Платежі в даному випадку обчислюються за “фіктивне зниження навантаження”. Це призводить до оплати неіснуючих реально додаткових витрат при регулюванні реактивної потужності і, відповідно, до завищеної вартості ДП. Проте, з іншого боку, це стимулюватиме виробників електроенергії, які ще не здійснили модернізацію енергоблоків для розширення діапазону регулювання реактивної

потужності, надавати максимальний технологічно можливий за існуючих обставин діапазон регулювання.

Також існують різні способи визначення розрахункового значення активної потужності $P_{бр}^{(роз)}$, наприклад: на основі характеристики статичної стійкості генератора; за фактичним коефіцієнтом потужності генератора; на основі «кругової діаграми»

Для першого способу розміри компенсації втраченої вигоди виробника електроенергії, зумовленої наданням ДП з РНРП, розраховуються, виходячи із характеристики статичної стійкості енергоблоку $P_G(Q_G)$ (рис. 2.19), яка формується, виходячи з обмежувальних ліній, наведених на рисунку 2.15.

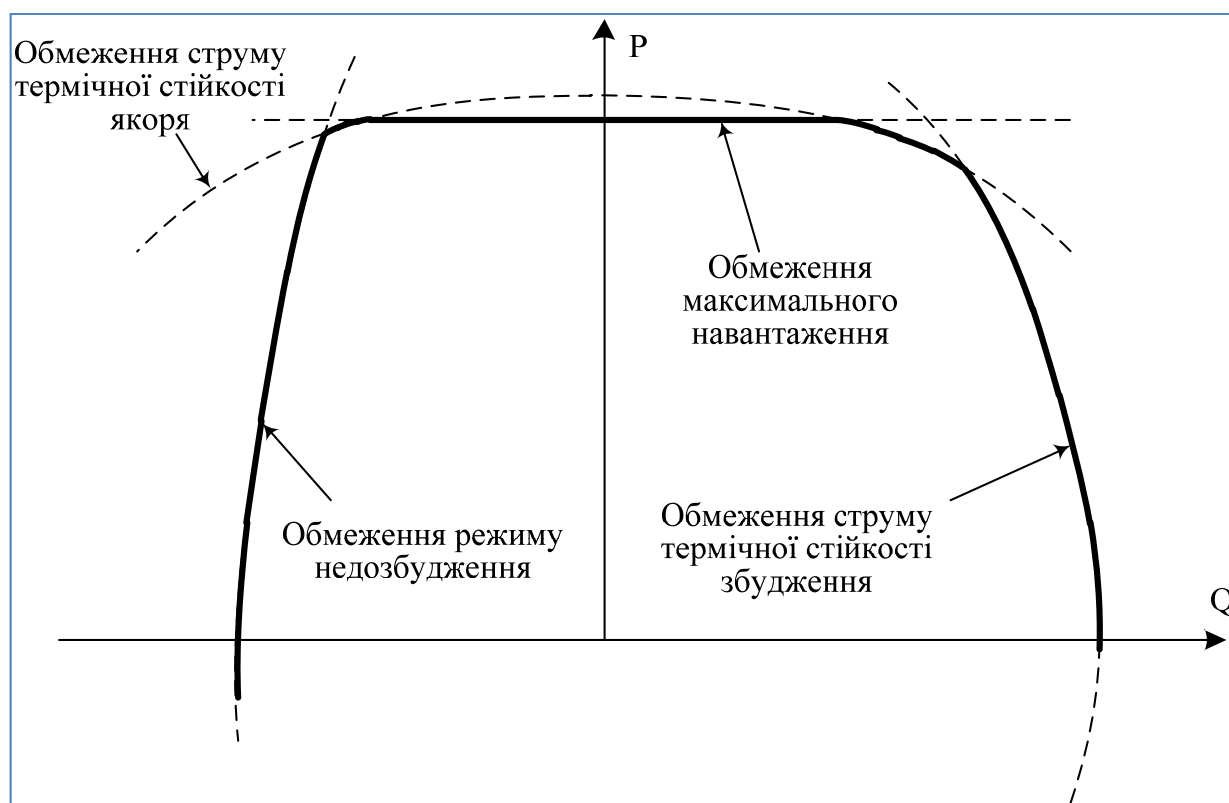


Рис. 2.19. Складові для побудови характеристики статичної стійкості синхронного генератора

За цією діаграмою визначається граничне значення розрахункового навантаження генератора $P_{бр}^{(роз)}$, за якого можливе надання ДП з РНРП відповідно

до визначеного СО діапазону регулювання реактивної потужності $[Q_{\text{бр}}^{\text{норм}-}; Q_{\text{бр}}^{\text{норм}+}]$ (рис. 2.15).

Перевагами цього способу є технологічно обґрунтовані розрахунки та залежність величини компенсації за втрачену вигоду як від рівня навантаження, так і від технологічних обмежень. Але при цьому необхідною є побудова адекватної діаграми статичної стійкості генератора, що не завжди можливо здійснити в Україні внаслідок недостатності вхідної інформації та складності проведення випробувань генераторів.

Інший спосіб полягає в визначенні розрахункового значення активної потужності $P_{\text{бр}}^{(\text{роз})}$ за фактичним коефіцієнтом потужності генератора на основі даних вимірювання генерації та споживання реактивної потужності. В цьому випадку розрахункове значення активної потужності може бути розраховане за формулою:

$$P_{\text{бр}}^{(\text{роз})} = P_{\text{бр}}^{\text{max}} \cdot \cos \left(\arctg \left(\text{tg} \left(\frac{W_Q}{W_P} \right) \right) \right), (\text{МВт})$$

де: $P_{\text{бр}}^{\text{max}}$, МВт – максимальна активна потужність генератора;

W_P , МВт·год. – активна електроенергія, вироблена протягом розрахункового періоду;

W_Q МВар·год. – реактивна електроенергія, вироблена/спожита протягом розрахункового періоду.

Такий метод характеризується простотою розрахунків, але потребує врахування фактичного коефіцієнта потужності генератора. Це, в свою чергу, призводить до необхідності в отриманні даних окремо по виробництву і споживанню електроенергії, що досить складно з точки зору недосконалості систем вимірювання та оброблення даних вимірювань, а також потенційно призводитиме до завищення вартості регулювання реактивної потужності при неповному навантаженні генератора.

В останньому методі замість діаграми статичної стійкості генератора використовується діаграма, що відображає залежність $S^2 = P^2 + Q^2$ («кругова діаграма»). Припускається, що в режимі максимально можливого за обмеженням потужності турбіни активного навантаження $Q_{\text{бр}} = 0$ і $P_{\text{бр}}^{\text{max}} = S_{\text{бр}}^{\text{max}}$ (рис. 2.20).

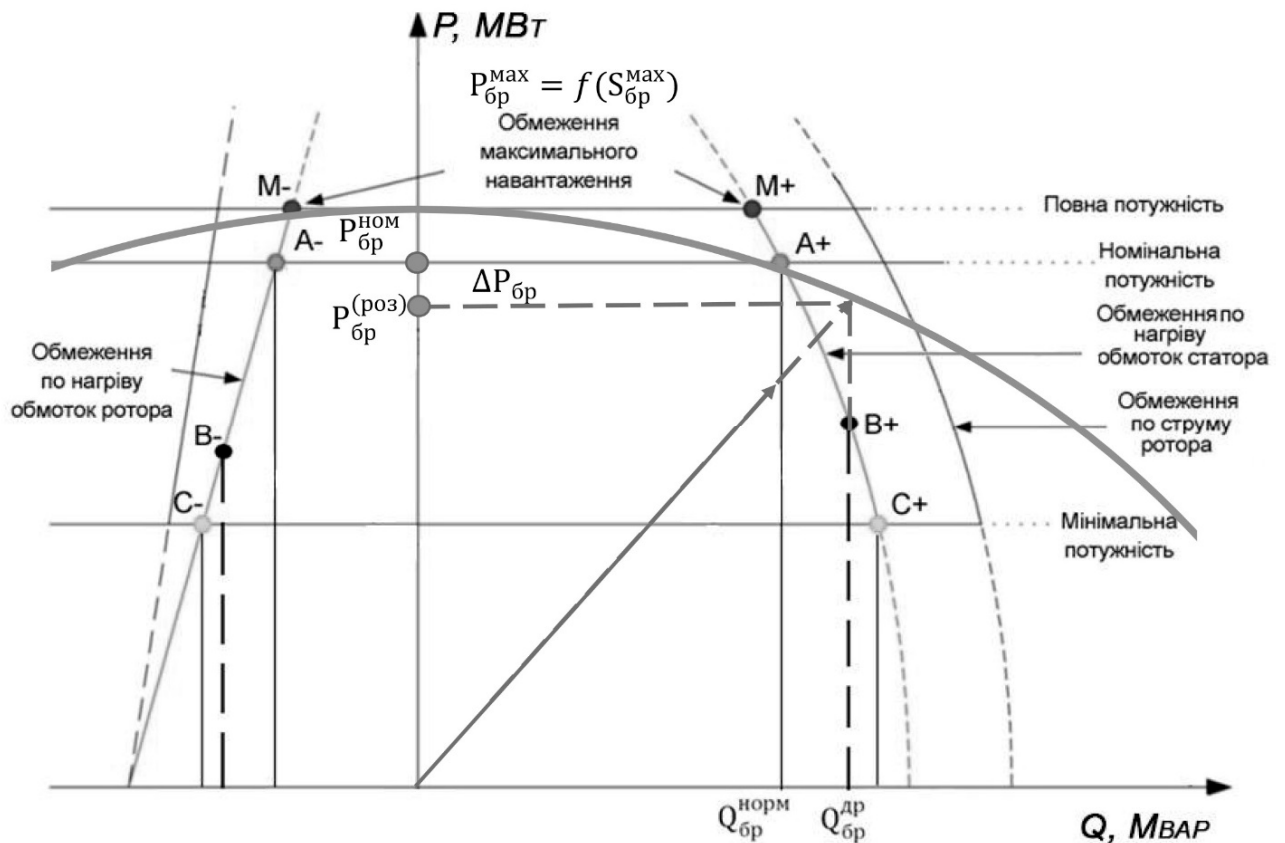


Рис. 2.20. Визначення величини зменшення навантаження генератора при РНПР

Як видно з рисунку 2.20, для виробників електричної енергії при забезпеченні встановленого діапазону регулювання по реактивній потужності величина втрат активної потужності, яка обумовлює появу «втраченої вигоди», розраховується за формулою:

$$\Delta P_{бр} = (P_{бр}^{ном(i)} - P_{бр}^{(роз)(i)}), (MBT)$$

де: $P_{бр}^{ном(i)}$, MBT – номінальне значення активної потужності i -го енергоагрегату електростанції, що відповідає межі звичайного неоплачуваного діапазону регулювання реактивної потужності, що розраховується за формулою:

$$P_{бр}^{ном(i)} = \sqrt{(S_{бр}^{max(i)})^2 - (Q_{бр}^{ном(i)})^2}, (MBT)$$

де: $S_{бр}^{max(i)}$, MVA – максимальна потужність енергоагрегату;

$Q_{бр}^{ном(i)}$, Mvar – максимальне значення генерації чи споживання реактивної потужності у звичайному діапазоні регулювання реактивної потужності, що визначається за формулою:

$$Q_{\text{бр}}^{\text{норм}(i)} = \max \left(\left| Q_{\text{бр}}^{\text{норм}(i)-} \right|, \left| Q_{\text{бр}}^{\text{норм}(i)+} \right| \right), \quad (\text{Мвар})$$

де: $Q_{\text{бр}}^{\text{норм}(i)-}$, $Q_{\text{бр}}^{\text{норм}(i)+}$, *Мвар* – відповідно мінімальна та максимальна межі звичайного діапазону регулювання реактивної потужності;

$P_{\text{бр}}^{(\text{роз})(i)}$, *МВт* – розрахункове значення активної потужності *i*-го енергоагрегату електростанції, що визначається за формулою:

$$P_{\text{бр}}^{(\text{роз})(i)} = \sqrt{\left(S_{\text{бр}}^{\text{макс}(i)} \right)^2 - \left(Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)} \right)^2}, \quad (\text{МВт}).$$

Якщо регулювання здійснюється в межах звичайного діапазону ($Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)} < Q_{\text{бр}}^{\text{норм}(i)}$), то втрати на підтримання діапазону регулювання реактивної потужності при наданні ДП з РНРП дорівнюють нулю.

Наведений метод є більш ефективним з точки зору його практичної реалізації та не потребує побудови діаграми статичної стійкості генератора, що і обумовлює доцільність використання цього підходу як основної складової методу визначення втрат електростанцій при визначенні плати за ДП з РНРП. Наведені методи врахування втрат активної потужності в складових енергоагрегату, а також метод визначення складової, що компенсує витрачену вигоду електростанції при наданні ДП з РНРП внаслідок необхідності зниження активного навантаження, став основною для розробки методології ціноутворення за надання цієї послуги в Україні [147]. Впровадження наведеного методу та відповідної методології ціноутворення дозволяє мотивувати електростанції до надання послуг з РНРП та підвищити надійність роботи ОЕС України.

Додатково в дисертаційній роботі розроблені розрахункові моделі для оцінки вартості надання послуг генераторами електростанцій з РНРП регулювання режиму ОЕС України. Приклад таких розрахункових моделей для електростанцій різних типів наведений у Додатку Г.

2.6 Висновки до розділу 2

За результатами досліджень техніко-економічних режимів роботи електростанцій запропоновано вирішення проблеми економічного стимулювання виробників електроенергії до надання системному оператору послуг з регулювання режимів ОЕС України розвитком підходів до визначення вартісних показників та розробкою методів і практичних методик розрахунку платежів виробникам електричної енергії за надання таких послуг на різних етапах впровадження конкурентної моделі ринку допоміжних послуг.

Визначено, що на сучасному етапі розвитку електроенергетики України, враховуючи фізичну та моральну застарілість обладнання електростанцій і, відповідно, відсутність конкуренції, неможливим є надання ДП на конкурентній основі, що потребує впровадження спочатку дієвих економічних та технічних механізмів надання цих послуг на основі визначення дійсних витрат та встановлення вимог при наданні цих послуг з подальшим впровадженням конкурентних механізмів відбору.

За результатами аналізу принципів функціонування європейських ринків ДП для електростанцій, що беруть участь у регулюванні частоти та активної потужності в ОЕС України, зроблено висновок, що вартість резерву активної потужності на завантаження має відповідати обсягам вигоди, яку виробник електроенергії втрачає внаслідок невикористання означеного резерву на виробництво інших видів продукції. З огляду на це розроблено нові методи, які враховують як існуючі в світі підходи до визначення вартості ДП, так і особливості впровадження цього ринку в Україні. Ці методи дозволяють адекватно врахувати втрати електростанцій, у тому числі і «втрачену вигоду», що виникають при наданні послуг з первинного та вторинного регулювання частоти та активної потужності.

За результатами аналізу принципів функціонування європейських ринків ДП для електростанцій, що беруть участь у регулюванні напруги та реактивної потужності, зроблено висновок про необхідність компенсації витрат як на підтримку стану готовності до надання, так і на фактичне надання цього виду ДП.

Удосконалено метод розрахунку витрат на надання послуги з регулювання напруги в ОЕС України. Досліджені різні підходи до визначення розрахункового значення активної потужності $P_{бр}^{(роз)}$ енергоагрегату: на основі характеристики статичної стійкості генератора; за фактичним коефіцієнтом потужності генератора; на основі діаграми залежності $S^2 = P^2 + Q^2$. Останній підхід запропонований як основний з огляду на фактичну відсутність в Україні нормативно-технічної бази та технічних засобів точного оцінювання меж статичної стійкості генераторів електростанцій або визначення фактичного коефіцієнту потужності.

Таким чином в розділі розроблено нові та удосконалено існуючі методи дослідження вартісних показників до надання допоміжних послуг, що базуються на сучасних європейських підходах та, на відміну від існуючих, враховують витрати електростанцій при підтримці готовності до надання та наданні зазначених допоміжних послуг, що забезпечують стимули до надання ДП виробниками електроенергії України з урахуванням встановлених технічних вимог, а також особливостей нової моделі ринку електричної енергії України та перехідних етапів її впровадження.

Розроблені методи використані під час розробки складових практичної методики розрахунку вартості надання ДП, які забезпечують єдиний підхід до розрахунку їх вартості різними постачальниками для придбання таких послуг системним оператором. Зазначена методика розроблена в рамках договору між ДП «НЕК «Укренерго» та ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр» № 311/01-11 від 29.11.2011 р. та договорів між ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр» та Інститутом електродинаміки НАН України, використання якої стимулюватиме виробників електроенергії як до модернізації устаткування з метою кваліфікації на ринку ДП, так і до активної участі в цьому сегменті ОРЕ України. Для підтвердження адекватності методики розроблені розрахункові моделі в частині первинного та вторинного регулювання частоти, а також регулювання напруги в ОЕС України.

РОЗДІЛ 3

СПОСОБИ ТА МЕТОДИ ВРАХУВАННЯ ОБМЕЖЕНЬ НА ОБМІН ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Механізми врахування обмежень на обмін електроенергією в електричних мережах

Однією із важливих проблем формування сучасної моделі лібералізованого ринку електроенергії є поєднання фінансових механізмів торгів до моделей контролю технологічних обмежень на виробництво та розподіл електроенергії, передусім – до методів врахування обмежень на обмін електроенергією по електричним мережам [148]. Так на більшості національних ринків електроенергії обмежена пропускна спроможність власних магістральних електричних мереж враховується виключно у сегменті БР. Функції сегменту двосторонніх угод і РДН на цих ринках електроенергії обмежуються фінансовими механізмами аукціонних торгів, а міждержавна торгівля електроенергією здійснюється за двосторонніми угодами з розподілом пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів між зацікавленими учасниками ринку механізмами технологічної чи економічної диспетчеризації.

Способи врахування обмеженої пропускної спроможності магістральних електричних мереж механізмами БР хоч і підтримують конкуренцію між учасниками ринку електроенергії, проте призводять до додаткових фінансових витрат і, як наслідок, до помітного збільшення вартості електроенергії. Крім того, збільшення долі врегульованих механізмами БР мережових обмежень у загальній вартості електроенергії свою чергу зменшує адекватність цінових сигналів від інших сегментів ринку. За суттєвого впливу обмеженої пропускної спроможності магістральних електричних мереж на сформований суто фінансовими механізмами баланс попиту і пропозиції електроенергії економічно доцільним стає врахування таких обмежень і у інших організованих сегментах ринку електроенергії. Так на деяких національних ринках електроенергії та в інтегрованих міждержавних

об'єднаннях ринків електроенергії обмежена пропускна спроможність електричних мереж враховується механізмами РДН.

Розглянемо основні механізми врахування обмеженої пропускної спроможності [106] міждержавних та міжсистемних електричних перетинів, які застосовувались у минулому чи застосовуються наразі. При дослідженні таких механізмів до уваги брались як способи узгодження потоків електроенергії між незалежними СО, так і способи врахування мережових обмежень всередині єдиного ринку чи міждержавного ринкового об'єднання.

Існують два основні класи механізмів врахування обмежень на обмін електроенергією по електричним мережам при реалізації економічних відносин між суб'єктами ринку електроенергії: оптимізація режиму енергосистеми за економічними критеріями та механізми аукціонних торгів (рис. 3.1).



Рис. 3.1. Механізми врахування обмежень на обмін електроенергією по електричним мережам

Вочевидь, найбільш точно пропускна спроможність магістральних електричних мереж та міжсистемних електричних перетинів враховується оптимізацією режиму за економічними критеріями. Традиційно задача оптимізації

режиму енергосистеми подається цільовою функцією мінімізації витрат на виробництво та передачу електроенергії. Так для заступної схеми електроенергетичної системи, поданої графом L ребер та Z вузлів постановка задачі має наступний узагальнений вигляд:

$$\sum_z \sum_{i \in z} (P_{z,i}^r \cdot C_{z,i}^r(P) + Q_{z,i}^r \cdot C_{z,i}^r(Q)) + \sum_l \Delta P_l \cdot C_{cz} \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

де: $P_{z,i}^r, Q_{z,i}^r$ – генерація відповідно активної та реактивної складових електроенергії для i -го генератора у вершині z ;

$C_{z,i}^r(P), C_{z,i}^r(Q)$ – функції вартості генерації відповідно активної та реактивної складових електроенергії в залежності від обсягів цієї генерації для i -го генератора у вершині z ;

ΔP_l – втрати активної складової електроенергії у ребрі l ;

C_{cz} – ціна для визначення вартості втрат електроенергії в енергосистемі.

Основними обмеженнями рівності в задачі оптимізації є баланси активної та реактивної складових електроенергії в енергосистемі:

$$\begin{cases} \sum_z \left(\sum_{i \in z} P_{z,i}^r - \sum_{j \in z} P_{z,j}^c \right) - \sum_l \Delta P_l = 0 \\ \sum_z \left(\sum_{i \in z} Q_{z,i}^r - \sum_{j \in z} Q_{z,j}^c \right) - \sum_l \Delta Q_l = 0 \end{cases},$$

де: $P_{z,j}^c, Q_{z,j}^c$ – споживання відповідно активної та реактивної складових електроенергії для j -го споживача у вершині z ;

ΔQ_l – втрати реактивної складової електроенергії у ребрі l .

Основними технологічними обмеженнями на виробництво електроенергії при рішенні задачі економічної оптимізації режиму енергосистеми є мінімальні та максимальні значення завантаження генераторів окремо по активній та реактивній складовій електроенергії:

$$\begin{cases} P_{z,i}^{r(\min)} \leq P_{z,i}^r \leq P_{z,i}^{r(\max)} \\ Q_{z,i}^{r(\min)} \leq Q_{z,i}^r \leq Q_{z,i}^{r(\max)} \end{cases} \forall i \in z \in Z.$$

Основними обмеженнями на передачу електроенергії в електричних мережах є максимально допустимі значення $I_l^{(\max)}$ струмів I_l у ребрах $l \in L$ та нижня $U_z^{(\min)}$ і верхня $U_z^{(\max)}$ межі значень модуля напруги U_z для розрахункового графа заступної схеми енергосистеми:

$$\begin{cases} I_l \leq I_l^{(\max)} \quad \forall l \in L \\ U_z^{(\min)} \leq U_z \leq U_z^{(\max)} \quad \forall z \in Z \end{cases}$$

Оптимізація режиму енергосистеми і забезпечує мінімізацію вартості електроенергії для кінцевого споживача та оптимальний вибір виробничих потужностей за економічними показниками, проте даний підхід не дозволяє адекватно врахувати інтереси енергопостачальних компаній і не стимулює підвищення ефективності роботи виробників електроенергії. Такий механізм врахування системних обмежень на передачу електроенергії прийнятний за відсутності ринкових відносин в енергосистемі, або у тих випадках, коли системні обмеження мають домінуючий вплив на результати оптимізації і унеможливають застосування ринкових механізмів конкуренції.

Принципово можливо замінити в (3.1) техніко-економічні характеристики генераторів електростанцій на цінові заявки виробників електроенергії, проте при цьому наведена цільова функція залишається орієнтованою на єдиного покупця електроенергії і не дозволяє враховувати економічні відносини на рівні «покупець» – «продавець». В результаті вартість електроенергії розраховується як сума складових витрат, що не стимулює учасників ринку електроенергії до підвищення ефективності своєї діяльності. Тому використання наведеної моделі обмежується задачами аналізу при плануванні режимів та розвитку енергосистем.

На відміну від оптимізації режиму як підходу до короткострокового та довгострокового планування при врахуванні технологічних обмежень на виробництво і передачу електроенергії, механізми предиспетчеризації орієнтовані на використання СО механізмів БР для контролю переобтяжень в окремих магістральних чи міжсистемних електричних перетинах [149]. Суть механізму предиспетчеризації полягає в усуненні переобтяження електричного перетину

шляхом відповідної зміни графіків завантаження енергоагрегатів електростанцій у суміжних зонах балансування.

Нехай для електричного перетину із максимально допустимим обсягом потоку електроенергії $V_{\text{exch}}^{\text{max}}$ за результатами укладання договорів з купівлі/продажу електроенергії прогнозується обмін електроенергією від зони балансування А до зони балансування В із обсягами $V_{\text{exch}}^{\text{calc}}$, причому $V_{\text{exch}}^{\text{max}} \leq V_{\text{exch}}^{\text{calc}}$ (рис. 3.2). Тоді для усунення переобтяження в електричному перетині необхідно зменшити обсяг обміну електроенергією на величину $\Delta V_{\text{exch}} = V_{\text{exch}}^{\text{calc}} - V_{\text{exch}}^{\text{max}}$. Поставлена задача вирішується шляхом зменшення обсягів генерації у зоні-експортері (зона регулювання А на рис. 3.2) на величину ΔV_{exch} та збільшення обсягів генерації із відповідним значення обсягів у зоні-імпортері (зона регулювання В на рис. 3.2).

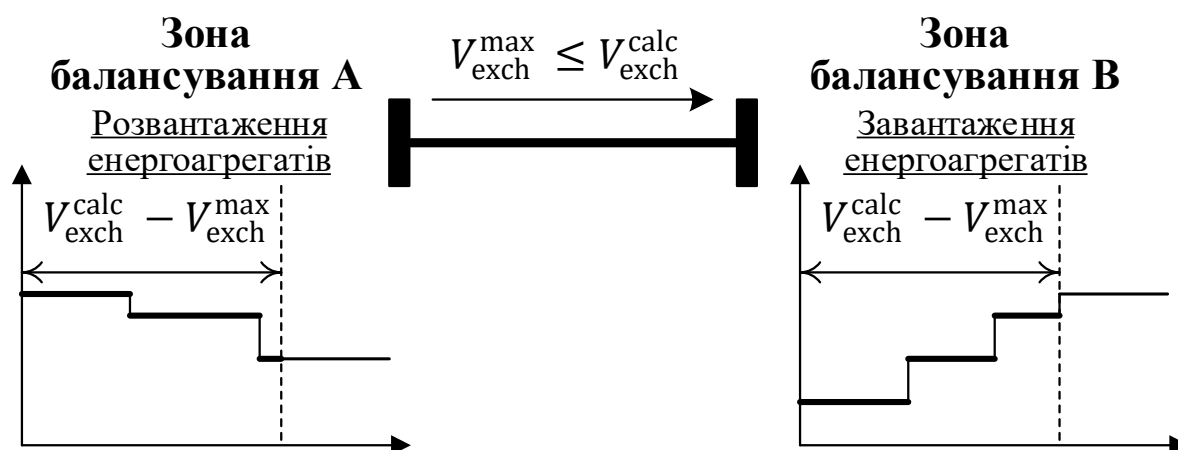


Рис. 3.2. Механізм предиспетчеризації для врахування обмежень на обмін електроенергією по електричним перетинам

Тоді, при використанні поданих для участі у торгах БР заявок на завантаження $(P_j^{\text{зав}}, C_j^{\text{зав}})$ і розвантаження $(P_i^{\text{розв}}, C_i^{\text{розв}})$ енергоагрегатів, задача може бути розв'язана використанням наступної математичної моделі:

$$\begin{cases} \sum_i (P_i^{\text{розв}} \cdot C_i^{\text{розв}}) \rightarrow \max \forall i \in A \\ \sum_j (P_j^{\text{зав}} \cdot C_j^{\text{зав}}) \rightarrow \min \forall j \in B \\ \sum_i P_i^{\text{розв}} = \sum_j P_j^{\text{зав}} = \Delta V_{\text{exch}} \end{cases}$$

До основних переваг механізмів предиспетчеризації слід віднести наступні:

- прозорість процедур вибору цінових заявок та прогнозованість результатів;
- масштабованість по відношенню до ієрархічного рівня енергосистеми (предиспетчеризація може здійснюватися як по відношенню до окремої лінії магістральної мережі, так і для міждержавного перетину у сегменті міждержавної торгівлі електроенергією);
- гнучкість до вибору принципів ціноутворення (граничне ціноутворення, за заявленою ціною та ін.);
- адекватність цінових сигналів вартості обмежень на обмін електроенергією та стимулювання учасників ринку до підвищення ефективності своєї діяльності;
- можливість використання функції добробуту як універсального критерія ефективності всіх сегментів ринку електроенергії.

Основним недоліком предиспетчеризації є суттєве збільшення складності розрахунків зі збільшенням кількості контрольованих перетинів.

В межах єдиного (національного) ринку предиспетчеризацію вигідно застосовувати для невеликої кількості зон регулювання за відсутності чи неефективності механізмів контролю обмежень в електричних перетинах у таких сегментах ринку електроенергії, як ринок двосторонніх договорів, РДН і внутрішньодобовий ринок. Крім того, механізм предиспетчеризації ефективний у післяаварійних режимах, коли виникає потреба в узгодженні засобами БР режимних обмежень на передачу електроенергії. У сегменті міждержавної торгівлі

електроенергією диспетчеризація дозволяє оперативно контролювати переобтяження міждержавних електричних перетинів на рівні взаємодії між СО суміжних країн.

Аналогічно механізмам диспетчеризації для міжсистемного та міждержавного обміну електроенергією широко застосовуються механізми аукціонних торгів. На відміну від диспетчеризації, яку фактично слід розглядати як функцію БР, механізми аукціонних торгів реалізуються як функції інших сегментів ринку електроенергії, чи навіть виділяються в окремий сегмент ринку. Такі механізми розподіляються на дві основні групи: механізми явних аукціонів та механізми неявних аукціонів.

На явних аукціонах здійснюється безпосередній розподіл між учасниками ринку пропускної спроможності електричного перетину. В залежності від механізмів такого розподілу виділяють диспетчеризацію за фізичними ознаками та диспетчеризацію за економічними критеріями.

Основні способи диспетчеризації за фізичними ознаками:

- за часом подання заявки;
- за критерієм максимізації обсягів фізичних потоків;
- пропорційно долі у загальних обсягах.

Диспетчеризація пропускної спроможності за часом подання заявки реалізує принцип «першим прийшов – першим обслугований». Такий механізм реалізується аналізом пар «обсяг V_i – час подання T_i ». Множина задоволених заявок $M_{\text{пр}}$ формується розподілом пропускної спроможності електричного перетину V_{max} згідно моделі:

$$\begin{cases} (V_i, T_i) < (V_{i+1}, T_{i+1}) \leftarrow T_i < T_{i+1} \\ \sum_i V_i \leq V_{\text{max}} \end{cases} \quad \forall i \in M_{\text{пр}}.$$

Диспетчеризація за критерієм максимізації обсягів фізичних потоків реалізує принцип переваги заявок на більші обсяги пропускної спроможності. У цьому випадку математична модель розподілу пропускної спроможності електричного перетину матиме вигляд:

$$\begin{cases} V_i < V_{i+1} \leftarrow V_i > V_{i+1} \\ \sum_i V_i \leq V_{\max} \end{cases} \quad \forall i \in M_{\text{пр.}}$$

Диспетчеризація пропорційно долі у загальних обсягах фізичних потоків реалізує механізм розподілу пропускної спроможності електричного перетину шляхом зменшення заявлених обсягів ресурсу V_i^3 до значення $V_i^{\text{п}}$ пропорційно долі цих обсягів у сумарному обсязі попиту V_{Σ}^3 :

$$\begin{cases} V_i^{\text{п}} = V_i^3 \frac{V_{\Sigma}^{\text{п}}}{V_{\Sigma}^3} \\ V_{\Sigma}^{\text{п}} = \sum_i V_i^{\text{п}} \leq V_{\max} \end{cases} \quad \forall i \in M_{\text{пр.}}$$

Диспетчеризація пропускної спроможності електричних перетинів за фізичними критеріями застосовувалась в умовах відсутності організованих сегментів ринків електроенергії (у першу чергу – БР) по обидві сторони перетину, або при недоцільності застосування економічних критеріїв розподілу (наприклад, у післяаварійних режимах). Наразі на європейських ринках електроенергії такі механізми диспетчеризації не застосовуються.

Диспетчеризація пропускної спроможності електричного перетину за економічними критеріями здійснюється побудовою ранжиру цінових заявок та відбором на основі моделі одностороннього аукціону:

$$\begin{cases} \sum_i (V_i \cdot C_i) \rightarrow \max \\ \sum_i V_i \leq V_{\max} \end{cases} \quad \forall i \in M_{\text{пр.}}$$

Явні аукціони торгівлі пропускнуою спроможністю електричних перетинів набули широкого розповсюдження у сегментах міждержавної торгівлі електроенергією європейських енергосистем, проте наразі вони поступово витісняються в ході інтеграції національних ринків у міждержавні об'єднання та впровадженням механізмів неявних аукціонів торгівлі пропускнуою спроможністю.

На відміну від організації явних аукціонів пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів як окремого сегменту ринку та

предиспетчеризації як контролю переобтяжень механізмами БР, механізми неявних аукціонів торгівлі пропускнуою спроможністю реалізуються як складові РДН. За цільову функцію в моделях таких аукціонів приймається максимізація соціального добробуту як різниця між готовністю клієнтів платити та собівартістю продукції. Нехай попит на електроенергію на ринку z подається функцією ціни купівлі електроенергії в залежності від задоволеного попиту $C_z^{\text{поп}}(P_z^{\text{поп}})$, а пропозиція – функцією ціни продажу електроенергії в залежності від реалізованої пропозиції $C_z^{\text{проп}}(P_z^{\text{проп}})$. Тоді цільова функція моделі торгів на РДН:

$$\left\{ \begin{array}{l} \int_{C_z^{\text{поп}}(0)}^{C_z^{\text{поп}}(\max(P_z^{\text{поп}}))} C_z^{\text{поп}}(P_z^{\text{поп}}) \cdot dP_z^{\text{поп}} - \int_{C_z^{\text{проп}}(0)}^{C_z^{\text{проп}}(\max(P_z^{\text{проп}}))} C_z^{\text{проп}}(P_z^{\text{проп}}) \cdot dP_z^{\text{проп}} \rightarrow \max \\ P_z^{\text{поп}} = P_z^{\text{проп}} \\ C_z^{\text{поп}}(P_z^{\text{поп}}) \geq C_z^{\text{проп}}(P_z^{\text{проп}}) \end{array} \right. \quad (3.2)$$

В (3.2) цільова функція погодинного двостороннього аукціону наведена в узагальненому вигляді. В залежності від типів цінових заявок, цільова функція може дещо спрощуватись. Крім того, в (3.2) показана цільова функція для окремого ринку z із припущенням, що операції імпорту/експорту електроенергії вже враховані у функціях попиту та пропозиції. При цьому виникає питання про відображення впливу вартості експортованої і імпортованої електроенергії на вартість електроенергії у цьому ринку. Наразі на біржах електроенергії використовуються два підходи до рішення цього питання:

- вартість електроенергії окремого ринку розраховується на основі балансу власних попиту і пропозиції з урахуванням вартості імпортованої електроенергії (вузлова модель ціноутворення) [150 – 152];
- вартість електроенергії окремого ринку розраховується на основі балансу власних попиту і пропозиції з урахуванням балансу обсягів імпорту/експорту електроенергії (зональна модель ціноутворення) [153, 154].

Вузлова модель ціноутворення застосовується в енергосистемах із чітко виділеними областями концентрованого навантаження, сполученими між собою «слабкими» електричними перетинами. В основу розрахунку вузлових цін

покладено аналіз режиму електричної мережі, оптимізація якого здійснюється використанням множників Лагранжа. Тому цільову функцію вузлової моделі ціноутворення нерідко подають у формі мінімізації вартості виробництва електроенергії, а еластичний по ціні попит враховується як обмеження, що наближає вузлову модель до вигляду (3.1):

$$\left\{ \left(\begin{array}{l} \sum_z \sum_{j \in Z} P_{j,z}^{\text{ген}} \cdot K_{j,z}^{(m)} \rightarrow \min \\ \sum_z \sum_{j \in Z} P_{j,z}^{\text{ген}} = \max(P_m^{\text{поп}}) \\ C_m^{\text{поп}}(P_m^{\text{поп}}) \geq C_m^{\text{проп}}(P_m^{\text{проп}}) \end{array} \right) \forall (z \in Z) \right\} \forall (m \in Z)$$

де: $P_{j,z}^{\text{ген}}$ – обсяги виробництва електроенергії j -го генератора у вузлі z на покриття навантаження у вузлі m ;

$K_{j,z}^{(m)}$ – коефіцієнт Лагранжа, який відображає пріоритетність j -го генератора у вузлі z при покритті навантаження у вузлі m з урахуванням собівартості електроенергії (чи вартості у ціновій заявці) цього генератора та його дольову участь у потоках електроенергії для покриття навантаження вузла m .

Таким чином, з точки зору методології врахування технологічних обмежень на обмін електроенергією по електричним перетинам, вузлову модель ціноутворення слід вважати розвитком методів оптимізації режимів електричних мереж в напрямку врахування еластичного по ціні попиту.

Зазвичай заступна схема енергосистеми при вузловому ціноутворенні подається спрощеною лінеаризованою моделлю (моделлю постійного струму), хоча відомі моделі та засоби розрахунку вузлових цін на комплексній площині з урахуванням активної та реактивної складових електроенергії [19, 20].

Основною перевагою вузлової моделі ціноутворення вважається максимальне врахування технологічних та економічних особливостей енергосистем в частині генерування та передачі електроенергії. При цьому, за достатньої деталізації структури електричних мереж, отриманий баланс попиту та пропозиції максимально наближається до результатів, отриманих оптимізацією режиму за економічними критеріями. В результаті забезпечується максимально

ефективне використання ресурсів виробництва та розподілу електроенергії та мінімальний за обсягами та вартістю БР. До недоліків вузлової моделі ціноутворення відносять складність розрахунків та ненаочність результатів.

На відміну від вузлової, зональна ціна [155] формується за результатами зведення балансу між попитом та пропозицією електроенергії в ціновій зоні з урахуванням обсягів обміну електроенергією з іншими ціновими зонами. Абстрактність поняття цінової зони дозволяє ефективно використовувати суто фінансові механізми аукціонних торгів як для енергосистем з постійно переобтяженими магістральними ЛЕП (постійно діючі цінові зони), так і для енергосистем, де переобтяження виникають лише час від часу. Наразі використовуються два основних підходи до ситуативного аналізу зонального ціноутворення: розділення єдиної енергосистеми на кілька цінових зон за виникнення переобтяжень міжсистемних електричних перерізів (метод розділення ринків) та сполучення заздалегідь виділених цінових зон з їх злиттям в єдину зону за відсутності переобтяжень міжсистемних електричних перерізів (метод сполучення ринків).

Класичним прикладом успішної реалізації механізму розділення ринку електроенергії на цінові зони у сегменті РДН є біржа Nord Pool [154]. Як показано на рисунку 3.3, в залежності від поточного розподілу попиту і пропозиції електроенергії, єдиний енергетичний простір Nord Pool може розпадатись на цінові зони національних енергосистем. Крім того передбачена можливість розділення енергосистеми Норвегії на 5 цінових зон, а Швеції – на 4 цінові зони.

Успішний досвід функціонування лібералізованої моделі Nord Pool використаний при формуванні аналогічних лібералізованих моделей ринку електроенергії Індії та міждержавного ринкового об'єднання країн північної Африки (Southern African Power Pool – SAPP).

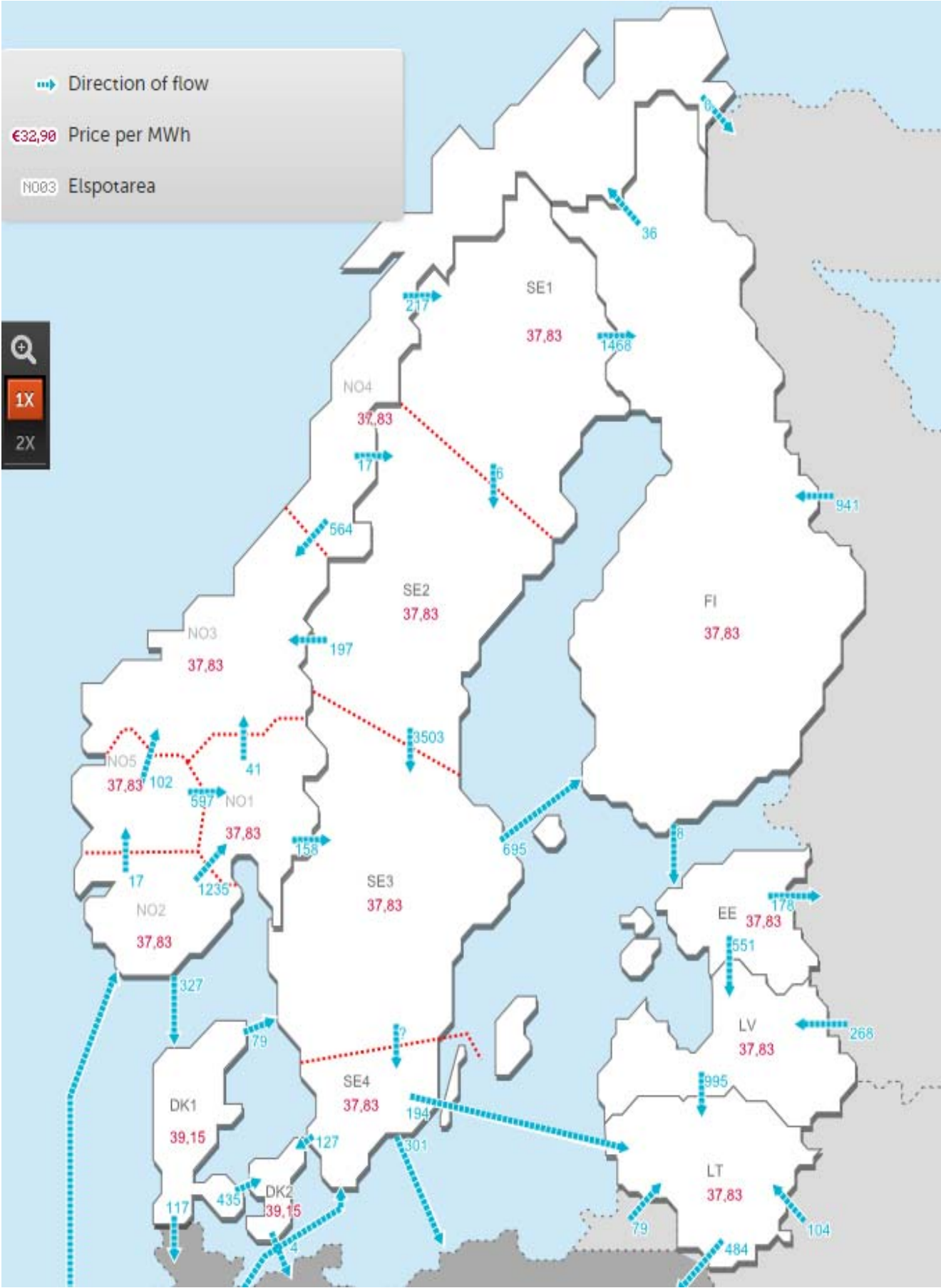


Рис. 3.3. Структура міжсистемних перетинів Nord Pool

Особливістю італійського механізму розділення ринку електроенергії стало виділення шести національних географічних зон та групи віртуальних цінових зон, якими в єдиному ринковому просторі Італії подані міждержавні електричні перетини (рис. 3.4).

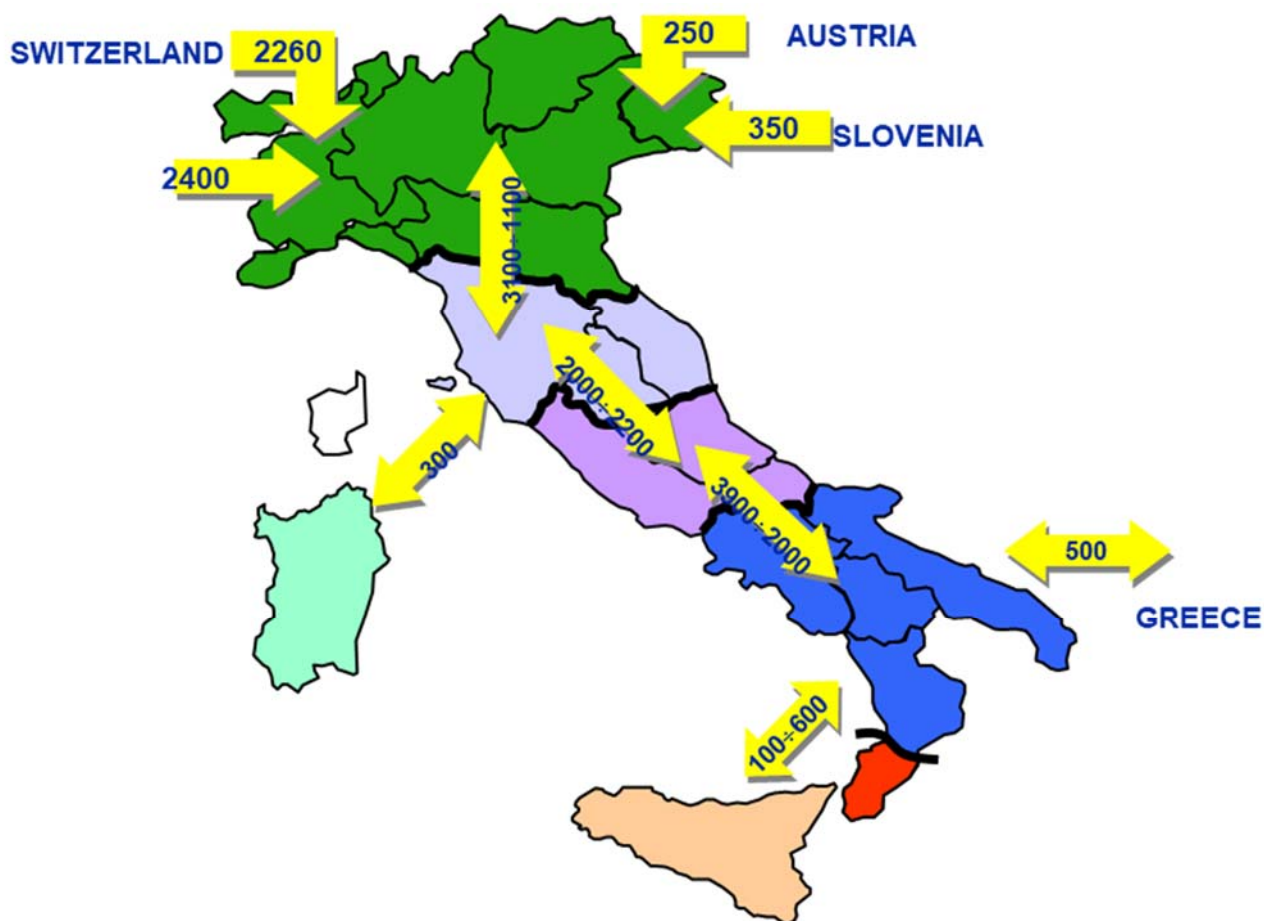


Рис. 3.4. Структура міжсистемних перетинів Італії

Подання міждержавних електричних перетинів як віртуальних цінових зон на РДН Італії дозволило підтримувати технологію єдиної ціни для покупця електроенергії (Prezzo Unico Nazionale – PUN) незалежно від ситуативного розділення ринку на цінові зони. Проте, італійський ринок електроенергії врешті-решт відмовився від механізмів розділення ринку і з 2016 року приєднався до проекту Price Coupling of Regions (PCR), контроль переобтяжень міжсистемних електричних перетинів в якому здійснюється методом децентралізованого сполучення.

Метод децентралізованого сполучення ринків як складова механізму зонального ціноутворення набув широкого розповсюдження при формуванні міждержавних ринкових об'єднань європейських країн і дослідженню особливостей його реалізації будуть присвячені окремі глави третього розділу. Підсумовуючи узагальнений огляд механізмів врахування обмежень на обмін електроенергією виділимо наступні конкуруючі на сьогоднішній день моделі:

- явні аукціони торгівлі пропускною спроможністю електричних перетинів як основний спосіб взаємодії СО суміжних неінтегрованих ринків електроенергії;
- врахування обмеженої пропускної спроможності магістральних електричних мереж механізмами БР як переважний механізм приведення СО фінансових зобов'язань учасників ринку у відповідність технологічним межах енергосистеми;
- врахування обмеженої пропускної спроможності магістральних електричних мереж механізмами РДН з вузловою моделлю ціноутворення для енергосистем з чітким виділенням територіально віддалених центрів високої концентрації навантаження;
- врахування обмеженої пропускної спроможності магістральних електричних мереж механізмами РДН із зональною моделлю ціноутворення для енергосистем із відносно рівномірним розподілом рівнів концентрації навантажень, де рішення поставленої задачі виключно механізмами БР економічно недоцільне, а також для міждержавних ринкових об'єднань.

Таким чином, при визначенні оптимальних механізмів врахування обмежень на обмін електроенергією в магістральних електричних мережах в лібералізованій моделі ринку електроенергії необхідно дослідити вплив ряду чинників, таких, як: особливості технологічних процесів та технічних обмежень виробництва і розподілу електричної енергії; особливості структури магістральних та розподільних електричних мереж; особливості структур попиту та пропозиції

електроенергії а також особливості функціонування суміжних ринків електроенергії. Тому для вибору оптимального способу врахування обмежень в магістральних електричних мережах ОЕС України при впровадженні лібералізованої моделі ринку електроенергії необхідно провести відповідні теоретичні та експериментальні дослідження.

3.2 Розвиток європейських ринків електроенергії в напрямку формування єдиного загальноєвропейського ринку

Чинні наразі положення Регламенту Комісії (ЄС) 2015/1222 встановлюють методичні рекомендації стосовно розподілення пропускної спроможності та ведення режиму переобтяження. При цьому пріоритетним вважається неявне врахування мережевих обмежень у сегментах РДН та внутрішньодобового ринку [156]. Слід зазначити, що на ринках електроенергії європейських країн історично сформувалися наступні підходи до вирішення системних обмежень:

- вирішення системних обмежень виключно механізмами БР, що характерно для багатьох національних ринків електроенергії в Європі, де системні обмеження не справляють істотного впливу на фінансові результати функціонування ринку електроенергії;
- виділення постійно діючих цінових зон та обмін електроенергією між ними із залученням явних аукціонів торгівлі пропускною спроможністю магістральних електричних ліній, що характерно передусім для процесів міждержавної торгівлі електроенергією між організаційно незалежними національними ринками електроенергії та на початкових етапах інтеграції цих ринків;
- виділення цінових зон, на які енергосистема розпадається, якщо результати торгів призводять до таких значень потоків електроенергії у магістральних лініях, за яких порушуються відповідні системні обмеження

(механізм Market Splitting) – способи врахування системних обмежень механізми РДН на окремих національних ринках електроенергії та для міждержавних об'єднань бірж електроенергії;

- попереднє виділення цінових зон та їх сполучення з формуванням єдиної ціни тих зон, для яких за результатами торгів на РДН системні обмеження між ними не виникають (механізм Market Coupling).

Розглянемо детальніше особливості функціонування та розвитку міждержавних об'єднань ринків електроенергії, впроваджених на сьогодні в Європі [156 – 160].

Міждержавне об'єднання EPEX SPOT [161] стала лідером у впровадженні механізмів сполучення ринків електроенергії на основі неявних аукціонів, де учасники насправді не отримують розподіл пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів, а лише подають заявки на купівлю/продаж електроенергії на національній біржі. Принцип сполучення цінових зон у даному випадку полягає у тому, що біржі, які входять до складу об'єднання, використовують доступні обсяги обміну електроенергією по міждержавним електричним перетинам для мінімізації різниці цін між сполучуваними енергосистемами (тобто національними ринками електроенергії).

Механізм сполучення ринків електроенергії використовує цільову функцію максимізації добробуту, що дозволяє реалізувати прозорі процедури порівняння структури попиту та пропозиції в межах національних ринків електроенергії для ефективного використання ресурсів пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів. При цьому механізми сполучення ринків електроенергії надають актуальні індикативні показники для інвестицій у розвиток пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів. Ефективність використання такого механізму підтверджується статистичними даними про вирівнювання цін у сполучуваних ринках електроенергії.

EPEX SPOT має багаторічний досвід роботи в проектах сполучення ринків електроенергії в сегменті РДН. В період з листопаду 2006 року по листопад 2010 року, французький аукціон EPEX SPOT брав участь в успішній реалізації механізму трьохстороннього сполучення ринків (Tri-Lateral Market Coupling – TLC), коли були сполучені РДН Франції, Бельгії та Нідерландів. Наступним кроком гармонізації ринків став запуск механізму сполучення ринків в центральній західній Європі 9 листопада 2010 року, що охоплював Бенілюкс, Францію та Німеччину і відомий як Central West Europe (CWE) [162, 163]. Паралельно CWE був сполучений зі Скандинавським регіоном з листопаду 2010 року в межах проекту «тимчасового щільного сполучення ринків» (Interim Tight Volume Coupling – ITVC). Проте, в травні 2015 року розрахунки пропускнуї спроможності на CWE були переведені на більш ефективний процес, організований за методом на базі розрахунку потоків потужності (flow-based Market Coupling – FB MC).

Найбільш важливий крок до інтеграції Європейського ринку відбувся 4 лютого 2014 року, коли почав функціонувати механізм сполучення цін в північно-західній Європі (North Western Europe – NWE). Це була перша ініціатива використовувати загальноєвропейське рішення PCR для розрахунків цін та потоків, що стало відправною точкою для приєднання всіх інших регіонів. З моменту запуску NWE розширився від Франції до Фінляндії та від Великої Британії до Німеччини/Австрії, охоплюючи регіон CWE, Велику Британію, країни Скандинавії та Балтії. EPEX SPOT зіграв вирішальну роль у цьому проекті, тісно співпрацюючи з іншими біржами та СО.

З часу запуску NWE розширення сполучених областей PCR відбувалося двічі: в травні 2014 року, коли до сполучення приєдналися Іспанія та Португалія; а також у лютому 2015 року, коли Італійський ринок електроенергії був приєднаний до спільних торгів із Францією, Австрією та Словенією. Як результат, на сьогодні об'єднання національних енергосистем до спільної торгівлі електроенергією називається мульти-регіональним об'єднанням (Multi-Regional Coupling). До

проекту MRC загалом залучено 19 країн, 53 цінові зони, 67 магістральних ЛЕП. Дане ринкове об'єднання охоплює близько 85% європейського споживання електроенергії.

11 січня 2016 року в Брюсселі відбувся форум «PCR Euphemia Forum» за участю представництв усіх залучених до проекту PCR бірж електроенергії. Основними темами, що обговорювалися на цьому форумі, були поточна концепція алгоритму Euphemia та можливості і пропозиції для короткострокового та середньострокового розвитку цього алгоритму.

Слід відзначити, що PCR – це проект європейських бірж електроенергії для розроблення єдиного рішення проблеми єдиного ціноутворення, що може бути використаний для розрахунку цін на електроенергію по всій Європі, враховуючи пропускну спроможність відповідних мережевих елементів на базі РДН. Цей проект має вирішальне значення для досягнення однієї із загальноєвропейських цілей гармонізації європейського ринку електроенергії. Очікується, що об'єднаний європейський ринок електроенергії підвищить ліквідність, ефективність та добробут. Проект PCR і надалі відкритий для інших європейських бірж, що бажають приєднатися до нього.

Проект PCR базується на трьох основних принципах: єдиний алгоритм, надійна робота та індивідуальний облік на біржах електроенергії.

1. Загальний алгоритм дає точне та прозоре визначення цін на електроенергію на РДН та чисту позицію (net position) для кожної цінової зони по всій Європі. Алгоритм розроблено із врахуванням специфічних особливостей різноманітних енергетичних ринків по всій Європі та з урахуванням мережевих обмежень. Алгоритм здійснює оптимізаційні розрахунки цільової функції максимізації добробуту за єдиними правилами незалежно від інструментарію (типів цінових заявок), якими користуються учасники ринку в різних країнах, що безумовно підвищує прозорість рішень, отриманих за результатами використання цього алгоритму.

2. Хоча для спільного функціонування сполучених РДН різних країн використовується єдиний алгоритм розрахунків, обчислювальна платформа такого об'єднання базується на механізмах децентралізованого обміну даними, що забезпечує в цілому надійну та стійку роботу системи в цілому.

3. Для забезпечення єдиного простору у системі функціонують так звані PCR-сервіси порівняння та брокерства (PCR Matcher and Broker services), які реалізують анонімізований обмін заявками та мережевими обмеженнями між енергетичними біржами для розрахунків цін по ціновим зонам та інших еталонних цін, а також значення чистої позиції по усім задіяним ціновим зонам.

На даний проєктом керують сім енергетичних бірж: EPEX SPOT, GME, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE та TGE. Механізм PCR використовується для сполучення ринків таких країн як: Австрія, Бельгія, Чеська Республіка, Данія, Естонія, Фінляндія, Франція, Німеччина, Угорщина, Італія, Латвія, Литва, Люксембург, Королівство Нідерландів, Норвегія, Польща, Португалія, Румунія, Словаччина, Словенія, Іспанія, Швеція та Велика Британія.

Процес побудови єдиного загальноєвропейського простору у сегменті РДН розпочався ще у 2009 році, коли учасники новоствореного проєкту PCR підписали угоду про співпрацю та у червні 2012 року – угоду про співвласність.

Одним із ключових елементів проєкту PCR стала розробка єдиного алгоритму розрахунків сполучення цін, який дістав назву «загальноєвропейський гібридний алгоритм інтеграції ринків електроенергії» (EUPHEMIA – Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm) [164]. Цей алгоритм використовується для розрахунків значень розподілу електроенергії, чистої позиції та цін на електроенергію по всій Європі, максимізуючи загальний добробут та підвищуючи прозорість обчислення цін та потоків потужності в чистих позиціях.

Сполучення ринків електроенергії Північно-західної Європи (NWE) – проєкт, ініційований СО та енергетичними біржами країн північно-західної Європи. До 17 партнерів цього проєкту належать: EPEX SPOT (зокрема колишні APX і Belrex) та

Nord Pool Spot [165] зі сторони енергетичних бірж; 50Hertz, Amprion, Creos, Elia, Energinet.dk, Fingrid, National Grid, RTE, Statnett, Svenska Kraftnät, Tennet B.V. (Королівство Нідерландів), Tennet GmbH (Німеччина) та TransnetBW від СО.

Кооперація вище перелічених СО та бірж електроенергії націлена на реалізацію процесів єдиного ціноутворення механізмами сполучення між оптовими ринками електроенергії у сегментах РДН для цього регіону, що підвищуватиме ефективність розподілення пропускної спроможності країн учасниць та оптимізує загальний добробут. Буде використано єдиний алгоритм, що обчислює одночасно ціни на ринку, чисті позиції та потоки в міжсистемних зв'язках між областями ринків. Алгоритм базується на неявних аукціонах та спрощується за рахунок єдиного рішення PCR.

Сполучення цін Південно-західної Європи (South-Western Europe – SWE) – спільний проект між СО Франції, Іспанії та Португалії, RTE, REE, REN та енергетичними біржами OMIE у Іспанії та Португалії та EPEX SPOT, що керує французьким ринком. Цей проект спрямований на ідентифікацію ситуацій, які передують сполученню ринків, виникають за результатами сполучення, а також виняткових ситуацій, що можуть виникнути як наслідок впровадження механізму сполучення цін між Францією, Іспанією та Португалією на базі розрахункової платформи PCR.

24 лютого 2015 року вперше була неявно розподілена пропускна спроможність для Італійсько-Австрійського, Італійсько-Французького та Італійсько-Словенського міжкордонних перетинів використанням розрахункової платформи PCR для РДН. Це зробило зазначені міждержавні перетини та італійську енергосистему частиною мульти-регіонального сполучення MRC. Таке повне сполучення цін дозволяє здійснювати одночасний розрахунок цін на електроенергію та міждержавних потоків через цей регіон. Цей проект принесе користь для кінцевих споживачів за рахунок більш ефективного використання інфраструктури енергетичної системи Італії та міждержавних перетинів, і як

наслідок, міцнішої координації між енергетичними ринками.

Наразі в результаті використання розрахункової платформи PCR міждержавна пропускна спроможність усіх міждержавних перетинів у розподіляється в частині РДН між наступними країнами: Австрія, Бельгія, Данія, Естонія, Фінляндія, Франція, Німеччина, Велика Британія, Італія, Латвія, Литва, Люксембург, Королівство Нідерландів, Норвегія, Польща (через SwePol зв'язок), Португалія, Словенія, Іспанія та Швеція.

Мульти-регіональне сполучення MRC для сегментів РДН розширено до сполучення ринків Італійських границь і наразі охоплює 19 європейських країн. Розрахунок ведеться для близько 2800 ТВт*год річного споживання електроенергії. Середньоденний чистий обсяг торгівлі електроенергією (cleared volume) для цих країн налічує більше 4 ТВт*год з середньою денною вартістю торгового сальдо більше 150 млн Євро.

Національні регулятори, СО та енергетичні біржі Чехії, Словаччини, Угорщини та Румунії 19 листопада 2014 року впровадили розширення чесько-словацько-угорського сполучення ринків до Румунського ринку електроенергії на добу наперед, що засновано на рішенні PCR (4М МС).

Проект 4М МС використовує механізми неявного розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів, і створений з метою гармонізації ринків електроенергії трьох країн з вимогами цільової європейської моделі, тобто проект 4М є проміжним кроком до впровадження регіонального сполучення ринків центрально-східної Європи (СЕЕ).

Технічні та економічні цілі цього проекту полягають у перетворенні комплексних та складних відносин «багато-до-багатьох» між учасниками до відносин «один-до-одного». Централізована архітектура цього проекту дозволяє розширити механізм сполучення ринків і на інші області ринку і має бути якомога більш сумісною із механізмом сполучення ринків західно-європейського регіону (MRC). Тому, в даному проекті запроваджена повна сумісність вхідної та вихідної

інформації алгоритму оцінювання механізму сполучення ринків з NWE (впровадження PMB та алгоритму Euphemia). Це відкрило можливості до приєднання нових учасників у майбутньому. Цей ефективний підхід робить впровадження рішення NWE настільки близьким, наскільки це можливо, одночасно адаптуючи його до особливостей енергосистем та ринків електроенергії країн-учасниць 4М МС. Першочерговою метою проекту було встановлення умов для розширення за рахунок додаткових областей ринку, головним чином фокусуючись на кордонах регіону СЕЕ, хоча кордони південно-східної Європи (SEE) також є пріоритетними.

У межах проекту, учасники ринку контактують лише з тими енергетичними біржами, де вони є зареєстрованими членами. Для того, щоб прийняти участь в механізмі сполучення ринків між Чехією, Словаччиною, Угорщиною та Румунією не потрібно бути зареєстрованими членами на всіх енергетичних біржах, а лише на місцевій біржі. Всі біржі підтримують торгову платформу для попередньої подачі заявок. У разі надходження запиту на транспортування електроенергії від однієї країни до іншої, учасники ринку мають зареєструватися на біржі певної області ринку, де буде продана електроенергія і на біржі області ринку, де буде продана електроенергія.

У порівнянні з механізмом сполучення ринків 3М МС, сполучення з Румунією означає кращу ліквідність на новому (Угорсько-Румунському) кордоні та забезпечує ефективну процедуру розподілу на всім міжкордонним перетинам. Слід зазначити, що впровадження механізмів PCR не вплинуло на ефективність роботи бірж та на комунікацію між учасниками ринку. Значних змін у процедурах та строках також не виникало. Перші випробування проекту 4М МС були проведені між 2 та 19 вересня 2014 року і стосувались внутрішньої інтеграції. Після успішного проходження цих випробувань, були проведені випробування повної інтеграції членів енергетичних бірж з 13 по 26 жовтня 2014 року. Учасники могли приймати участь лише через ту біржу, на якій вони є зареєстрованими членами.

Приймальні випробування були виконані з 2 до 9 листопада 2014 року. Після успішних випробувань учасників та приймальних випробувань та остаточного регуляторного затвердження, механізм сполучення ринків 4М було впроваджено 19 листопада 2014 року.

Не зважаючи на широке розповсюдження методу сполучення ринків електроенергії, РДН регіонального об'єднання Nord Pool продовжує використовувати метод розділення ринку для врахування обмежень на обмін електроенергією між енергосистемами, що входять до складу цього об'єднання. При цьому торгівля електроенергією між Nord Pool та іншими країнами та міждержавними об'єднаннями здійснюється механізмами явних аукціонів торгівлі пропускнуою спроможністю та методом сполучення ринків.

Оскільки ринок електроенергії Італії наразі відмовився від методу розділення ринків, а використання цього методу в Nord Pool обмежено чинними учасниками цього об'єднання без розповсюдження на інші ринки електроенергії, то наразі метод сполучення ринків як основа зональної моделі ціноутворення вбачається більш перспективним в частині побудови єдиного загальноєвропейського ринку. При цьому слід також брати до уваги, що на сьогодні різні регіони Європи знаходяться на різних етапах інтеграції ринків електроенергії, причому розбіжності у реалізації механізмів сполучення свідчать про відсутність універсального рішення поставленої задачі, яке враховувало б особливості та задовольняло б потреби усіх ринків електроенергії Європи.

3.3 Методи врахування обмежень на обмін електроенергією на енергетичних біржах Європи

Як показано у попередньому розділі, у процесах інтеграції європейських ринків електроенергії широкого розповсюдження набули механізми врахування обмежень на обмін електроенергією по міждержавним електричним перетинам за принципами сполучення ринків електроенергії. Основні положення чинних в

Європі правил розрахунку пропускної спроможності електричних перетинів [77, 166, 167] наведені у Додатку 3. В даному розділі розглянемо основні методи неявного врахування пропускної спроможності електричних перетинів у сегментах РДН європейських країн.

Початком створення методології сполучення ринків електроенергії вважається розробка механізму Decentralized Market Coupling (DMC), що призначений для вирішення задачі обліку мережових обмежень на ринку електроенергії шляхом сполучення двох окремих ринків. Метод розроблявся під егідою EuroPex як спосіб організації управління переобтяженням, заснований на виконанні неявного аукціону (implicit auction) [166]. Перша версія методу, названа «Децентралізоване сполучення ринків», була представлена в 2003 році [168]. В [169] описана базова модель неявного аукціону для двох країн як альтернативне рішення до паралельно розроблювального сполучення ринків на основі потоків зв'язку, а також використовуваному на NordPool механізму розділення ринку. Пізніше була розроблена модель «Тристороннього сполучення ринків» (TMC) [170]. Механізм TMC був розроблений для вирішення завдань перевантаження між диспетчерськими районами Франції, Бельгії та Нідерландах. Практична реалізація тристороннього аукціону почалася в 2006 році. Однак, в описаному в [170] алгоритмі, структура електричних зв'язків між поєднуваними ринками враховувалася безпосередньо в самому алгоритмі. Залежність від закладеної всередині алгоритму структури мережі, обмежила можливості щодо розповсюдження методу на інші ринки електроенергії. А спроби розвитку цього методу (наприклад, в [171]) не увінчалися успіхом. У дисертаційній роботі наведено основи останньої офіційної версії методу DMC, викладеної в [170].

В основу DMC покладено математичний апарат функції чистого експорту (ФЧЕ), яка відтворює структуру попиту та пропозиції у ціновій зоні для пошуку оптимальних значень обміну електроенергією по електричним зв'язкам [172]. Розглянемо принципи формування ФЧЕ на прикладі погодинного двостороннього

аукціону, на який подані погодинні подільні цінові заявки із ступінчатими графіками (рис. 3.5).

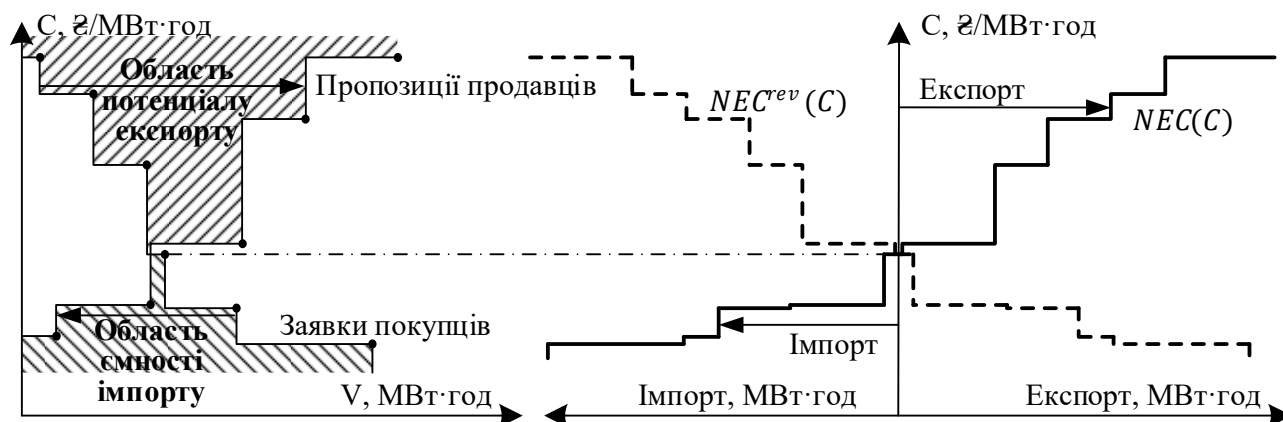


Рис. 3.5. Приклад побудови функції чистого експорту

Абсциса граничної ціни розбиває графіки попиту та пропозиції на дві області: область потенціалу експорту та область ємності імпорту. Дійсно, область потенціалу експорту характеризується прийнятими ціновими заявками з купівлі електроенергії та відхиленими ціновими заявками з продажу електроенергії. Таким чином створюються передумови для додаткової купівлі електроенергії на конкурентних засадах, тобто експорту електроенергії до інших цінових зон. Область ємності імпорту навпаки характеризується прийнятими ціновими заявками з продажу електроенергії та відхиленими ціновими заявками з купівлі електроенергії. Таким чином створюються передумови для додаткового продажу електроенергії на конкурентних засадах, тобто імпорту електроенергії з інших цінових зон.

Для формального подання ФЧЕ означимо поняття функцій попиту та пропозиції. Під функцією попиту в даному розділі розумітимемо процедуру, що здійснює аналіз графіка попиту та визначає сумарний обсяг купівлі електроенергії для заданого значення граничної ціни. Очевидно, що для ступінчатого графіка пропозиції за ціни, визначеної в одній із цінових заявок на купівлю електроенергії,

визначатиметься інтервал, обмежений двома граничними значеннями сумарного попиту $V_{(\Sigma)(acc)}^{B(min)}$ та $V_{(\Sigma)(acc)}^{B(max)}$, різниця між якими дорівнює обсягам купівлі електроенергії відповідної цінової заявки:

$$f^{(поп)}(C) = [V_{(\Sigma)(acc)}^{B(min)}, V_{(\Sigma)(acc)}^{B(max)}].$$

Для значень ціни в межах між щаблями ступінчатого графіка пропозиції, функція попиту має визначати одне значення сумарних обсягів купівлі електроенергії, або зведений у точку інтервал (тобто інтервал з однаковими значеннями мінімальних та максимальних обсягів купівлі електроенергії).

Аналогічно означимо функцію пропозиції для ступінчатого графіка електроенергії:

$$f^{(проп)}(C) = [V_{(\Sigma)(acc)}^{O(min)}, V_{(\Sigma)(acc)}^{O(max)}].$$

Тоді ФЧЕ визначатиметься алгебраїчною різницею між функціями попиту та пропозиції і для ступінчатих графіків попиту та пропозиції визначатиме інтегральну різницю відповідних інтервалів:

$$\begin{aligned} NEC(C) &= f^{(поп)}(C) - f^{(проп)}(C) = [f^{(поп)}(C) \cap f^{(проп)}(C), f^{(поп)}(C) \cup f^{(проп)}(C)] \\ &= [V_{(\Sigma)(acc)}^{O(min)} - V_{(\Sigma)(acc)}^{B(max)}, V_{(\Sigma)(acc)}^{O(max)} - V_{(\Sigma)(acc)}^{B(min)}]. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Як показано на рисунку 3.11, вісь граничної ціни розділяє графік ФЧЕ на дві області:

- область імпорту електроенергії: $NEC(C) < 0 | C < C^{GP}$;
- область експорту електроенергії: $NEC(C) > 0 | C > C^{GP}$;
- точка ізольованих торгів: $NEC(C) = [0,0] | C = C^{GP}$.

Додатково означимо формальне поняття оберненої ФЧЕ:

$$NEC^{rev}(C) = -NEC(C) \quad (3.4)$$

На рисунку 3.11 обернена ФЧЕ відображена пунктирним графіком. В той час як означена в (3.3) ФЧЕ реалізує інструментарій для аналізу зони-експортера електроенергії, означена в (3.4) обернена ФЧЕ реалізує інструментарій для аналізу зони-імпортера.

Розглянемо ринок електроенергії, розділений на дві цінові зони А та В, сполучені міжсистемним електричним зв'язком. Нехай за результатами ізолюваних торгів у цих цінових зонах сформувалися граничні ціни відповідно $C_A^{(ізол)}$ та $C_B^{(ізол)}$, причому $C_A^{(ізол)} > C_B^{(ізол)}$ (рис. 3.6). Нехай за результатами імітаційного моделювання погодинних торгів у зоні А досягається значення добробуту $W_A^{(ізол)}$, а у зоні В – відповідно $W_B^{(ізол)}$.

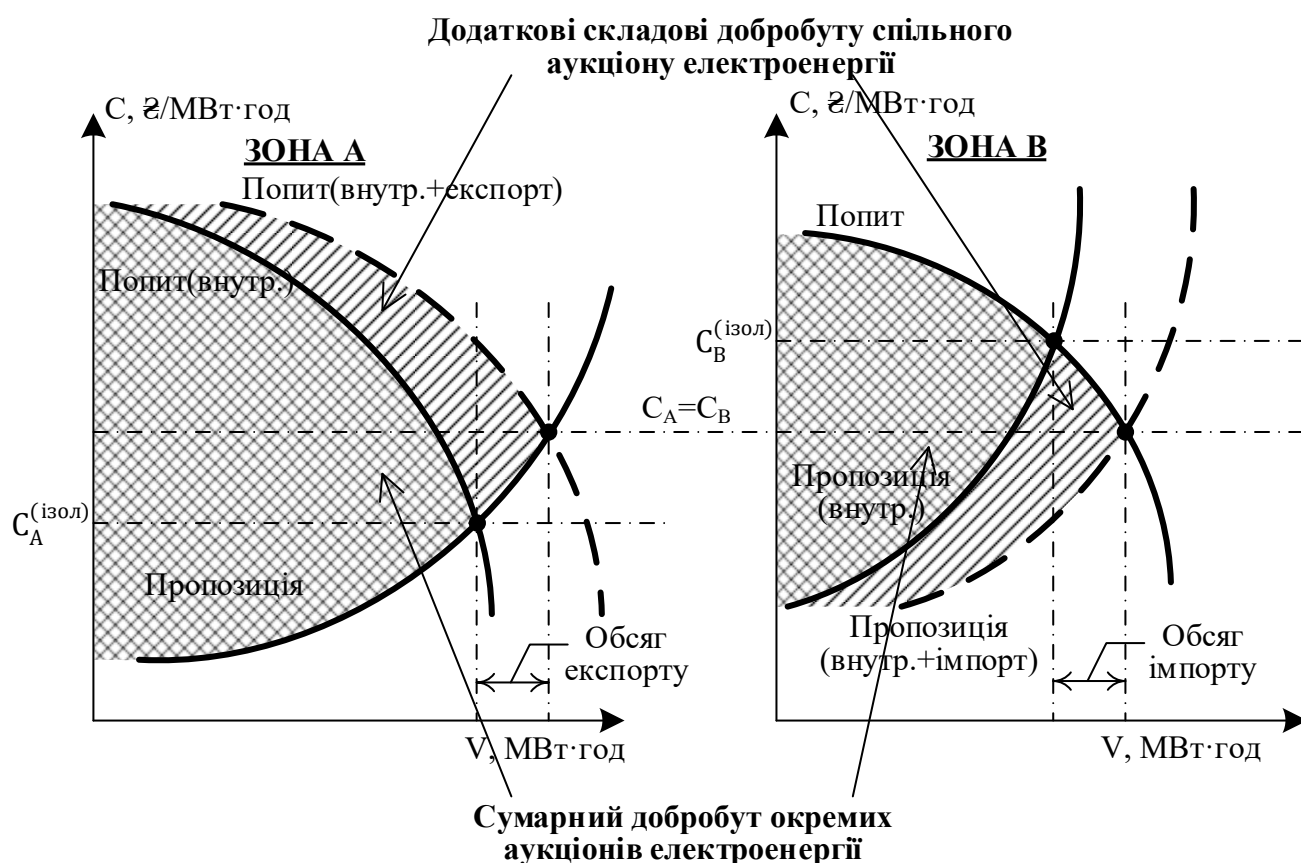


Рис. 3.6. Інтегральні результати сполучення двох цінових зон

Постачання деяких обсягів електроенергії від зони А до зони В призводитиме до наступних наслідків:

- гранична ціна зони А зростатиме, а гранична ціна зони В зменшуватиметься, тобто різниця між цінами зменшуватиметься $C_B - C_A \rightarrow 0$;
- сумарне значення добробуту зростатиме: $W_A + W_B > W_A^{(ізол)} + W_B^{(ізол)}$.

За деякого значення обсягів обміну електроенергією $V_{A \rightarrow B}^{(опт)}$ між зонами А та В граничні ціни у цих зонах вирівнюються $C_B - C_A = 0$, у той час як сумарний добробут досягне максимального значення $W_A + W_B = W_{AB}^{max}$. При подальшому збільшенні обсягів обміну електроенергією $V_{A \rightarrow B} > V_{A \rightarrow B}^{(опт)}$ сумарний добробут зменшуватиметься, а у сполучуваних областях формуватимуться різні граничні ціни. В останньому випадку виникне виключна ситуація $C_B > C_A$, коли здійснюється експорт електроенергії із області з високою граничною ціною до області з низькою граничною ціною, що недопустимо за концепцією функціонування конкурентних ринків електроенергії.

Якщо пропускна спроможність міжсистемного зв'язку між ціновими зонами не дозволяє реалізувати оптимальне значення обміну електроенергією $V_{A \rightarrow B}^{(обм)} < V_{A \rightarrow B}^{(опт)}$, то різниця граничних цін не досягне нульового значення $C_B - C_A > 0$. При цьому сумарний добробут сполучених зон матиме більше значення у порівнянні із сумарним добробутом ізольованих цінових зон, хоча і не досягне оптимального значення: $W_A^{(ізол)} + W_B^{(ізол)} < W_A + W_B < W_{AB}^{max}$.

Як зазначено вище, сполучення ринків електроенергії з використанням математичного апарату ФЧЕ дозволяє точно врахувати структури попиту та пропозиції у об'єднуваних областях. Проте, задача побудови метода сполучення довільної кількості ринків електроенергії з використанням ФЧЕ залишилася нерозв'язаною [173].

Широкого розповсюдження при інтеграції ринків електроенергії європейських країн у регіональні міждержавні об'єднання набув метод сполучення ринків, заснований на аналізі потокорозподілу (Flow-base Market Coupling – FB MC) [162]. Аналогічно моделі вузлового ціноутворення, метод базується на математичному апараті лінеаризованої моделі аналізу режиму електричної мережі із визначенням долі участі окремого джерела генерації у розподілі електроенергії по електричним мережам. Так участь електростанцій у загальному покритті графіку навантаження визначається постійними коефіцієнтами, які називаються

ключами зміни навантаження (Generation Shift Keys – GSK), що пов'язують зміну балансу у вузлі заступної схеми (ціновій зоні) із зміною структури покриття навантаження у кожному вузлі. Із поняттям GSK безпосередньо пов'язується поняття вузла-учасника. Під вузлом-учасником розуміється вузол, баланс якого значною мірою змінюється зі зміною балансу в ціновій зоні, яку цей вузол відображає на розрахунковому графі. Для окремої області GSK подаються у формі вектора, де для кожного вузла-учасника визначається у процентах доля його внеску у загальному балансі навантажень. Сума всіх елементів вектора GSK має дорівнювати 100%. Вектор GSK застосовується наступним чином. У випадку зміни загального обсягу генерації в ціновій зоні, обсяги додаткової генерації (чи обсяги зниження генерації) розподіляються між вузлами-учасниками пропорційно долі їх внеску до загального балансу генерації електроенергії для цінової зони. Структура електричних мереж у FB MC подається матрицею коефіцієнтів розподілу передачі потужності (Power Transfer Distribution Factor – PTDF).

Відношення між критичними перерізами та операціями міждержавного імпорту/експорту електроенергії для електричної мережі, що складається з Z цінових областей, p ліній та q вузлів, розраховується за формулою (у матричній формі):

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} ptdf_{\text{лінія}1}^{\text{Обл}A} & \cdots & ptdf_{\text{лінія}1}^{\text{Обл}Z} \\ \vdots & & \vdots \\ ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{Обл}A} & \cdots & ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{Обл}Z} \end{bmatrix} \\
 = & \begin{bmatrix} ptdf_{\text{лінія}1}^{\text{Вузел}1} & \cdots & ptdf_{\text{лінія}1}^{\text{Вузел}q} \\ \vdots & & \vdots \\ ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{Вузел}1} & \cdots & ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{Вузел}q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} GSK_{\text{Вузел}1}^{\text{Обл}A} & \cdots & GSK_{\text{Вузел}q}^{\text{Обл}Z} \\ \vdots & & \vdots \\ GSK_{\text{Вузел}1}^{\text{Обл}A} & \cdots & GSK_{\text{Вузел}q}^{\text{Обл}Z} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Метод на основі потокорозподілу при виконанні оптимізаційних розрахунків оперує фактично не відношеннями потоків у лініях та завантаженнями вузлів, а

відношеннями потоків між областями до ліній моделі електричної мережі. Матриця коефіцієнтів PTDF при цьому розраховується таким чином:

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} ptdf_{\text{лінія1}}^{\text{ОблА} \rightarrow \text{ОблВ}} & \dots & ptdf_{\text{лінія1}}^{\text{ОблХ} \rightarrow \text{ОблZ}} \\ \vdots & & \vdots \\ ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{ОблА} \rightarrow \text{ОблВ}} & \dots & ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{ОблХ} \rightarrow \text{ОблZ}} \end{bmatrix} \\
 = & \begin{bmatrix} ptdf_{\text{лінія1}}^{\text{ОблА}} - ptdf_{\text{лінія1}}^{\text{ОблВ}} & \dots & ptdf_{\text{лінія1}}^{\text{ОблХ}} - ptdf_{\text{лінія1}}^{\text{ОблZ}} \\ \vdots & & \vdots \\ ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{ОблА}} - ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{ОблВ}} & \dots & ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{ОблХ}} - ptdf_{\text{лінія}p}^{\text{ОблZ}} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Математична модель неявного аукціону «на добу наперед» з використанням методу на основі потоку має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in \text{Обл}} \left[\int_0^{q_i^{\text{попит}}} p_i(q) \cdot dq - \int_0^{q_i^{\text{пропоз}}} c_i(q) \cdot dq \right] \rightarrow \max \\ q_i^{\text{попит}} \geq 0 \\ q_i^{\text{пропоз}} \geq 0 \\ \begin{bmatrix} R_{\text{лінія1}}^{\text{ОблА}} & \dots & R_{\text{лінія1}}^{\text{ОблZ}} \\ \vdots & & \vdots \\ R_{\text{лінія}p}^{\text{ОблА}} & \dots & R_{\text{лінія}p}^{\text{ОблZ}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} q_{\text{ОблА}}^{\text{пропоз}} - q_{\text{ОблА}}^{\text{попит}} \\ \vdots \\ q_{\text{ОблZ}}^{\text{пропоз}} - q_{\text{ОблZ}}^{\text{попит}} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \Phi_{\text{лінія1}}^{\max} \\ \vdots \\ \Phi_{\text{лінія}p}^{\max} \end{bmatrix} \end{array} \right.$$

де: $q_i^{\text{попит}}$ – задоволений в результаті торгів попит на електроенергію в області i ;

$p_i(q)$ – функція ціни, залежної від обсягів задоволеного попиту, в області i ;

$q_i^{\text{пропоз}}$ – прийнята в результаті торгів пропозиція електроенергії в області i ;

$c_i(q)$ – функція ціни, залежної від обсягів прийнятої пропозиції, в області i ;

$R_{\text{лінія}p}^{\text{ОблХ}}$ – коефіцієнт PTDF для лінії p в області X ;

$\Phi_{\text{лінія}p}^{\max}$ – фізичне обмеження пропускної спроможності лінії p .

Математична модель FB MC відповідає базовим принципам проведення двосторонніх аукціонів і дозволяє здійснювати аналіз електричних мереж довільної структури. При цьому найбільш проблемним питанням методу є використання

GSK [174]. Модель зміни рівня генерації у вузлах області пропорційно долі їх участі в базовому режимі не відповідає ні технологічним процесам генерування електроенергії, ні процесам балансування попиту та пропозиції на електроенергію на РДН. Так при розрахунках результатів торгів на РДН на кожному кроці ітераційного процесу визначається погодинний баланс попиту та пропозиції.

Для спрощення, припустимо, що цінові заявки на продаж електроенергії продають тільки виробники. Тоді, в результаті зведення цього балансу, визначається частка участі кожного генератора в покритті графіка навантажень (попиту на електроенергію). Ітераційний облік експорту/імпорту електроенергії призводить до зміщення обсягів чистого експорту електроенергії. У процесі складання нового балансу попиту та пропозиції, додатково приймаються нові цінові заявки на продаж електроенергії (або відхиляється частина вже прийнятих цінових заявок). При цьому частка участі кожного продавця в покритті попиту змінюється. Причому характер таких змін залежить, в першу чергу, від складу поданих для участі в торгах цінових заявок та їх числових параметрів.

Таким чином, зміну балансу генерації в вузлах області слід виконувати виходячи з числових характеристик функції пропозиції. Виходячи з вище сказаного, GSK не можна розглядати як константи при розв'язанні задачі оптимізації імпорту/експорту електроенергії.

Крім того, GSK не дають адекватного приросту аргументів в процесі оптимізації. Дійсно, апарат GSK при зміні балансу імпорту/експорту встановлює прирощення пропорційно до дольової участі виробників в покритті навантажень. Наприклад, чим вища ця доля участі, тим вище і прирощення. Однак, на біржі електроенергії баланс попиту і пропозиції складається шляхом прийняття пропозицій від продавців електроенергії починаючи від найдешевших і закінчуючи найдорожчими. В результаті, найбільш дешеві генератори продають свій енергетичний ресурс в першу чергу і подальше збільшення рівня їх завантаження стає неможливим.

Найбільший обсяг ресурсу залишається у найдорожчих генераторів, які завантажуються в останню чергу. Невідповідність апарату КЗН правилам проведення торгів на біржі електроенергії призводить до розрахунку невірною напрямку ітераційного процесу і, відповідно, до суттєвого збільшення числа ітерацій.

FB MC, як спосіб організації процесу сполучення ринків електроенергії, пропонує розв'язання задачі розрахунку потоків в електричній мережі на етапі обчислення обсягів імпорту/експорту електроенергії між поєднуваними ринками. Але для отримання адекватних результатів слід розвинути даний метод в наступних напрямках:

- використовувати більш ефективний метод розрахунку задачі розрахунку потоків в електричній мережі;
- відмовитися від попереднього складання списку режимів, що призводять до появи критичних перерізів, і виконувати аналіз режиму динамічно в ході ітераційного процесу оптимізації;
- при переході на новий крок ітерації виконувати припущення аргументів, використовуючи функції, що відображають фізичну сутність цих аргументів, наприклад, ФЧЕ.

Таким чином, незважаючи на широке розповсюдження методу FB MC як основи для розрахунків поточкорозподілу в регіональних об'єднаннях європейських ринків електроенергії, проблема розрахунку оптимальних обсягів обміну електроенергією залишається актуальною. Основні вимоги до методу такого розрахунку наразі формулюються так: метод визначення оптимальних обсягів електроенергії між сполучуваними ринками повинен точно враховувати особливості структури попиту та пропозиції цих ринків (подібно методам DMC та TMC) і при цьому здійснювати аналіз довільної структури електричних перетинів сполучуваних ринків (подібно FB MC).

3.4 Механізми врахування обмежень на обмін електричною енергією в ОЕС України

3.4.1 Механізми розвитку міждержавної торгівлі електричною енергією для ОЕС України

Міждержавна торгівля електроенергією ОЕС України з країнами ENTSO-E наразі здійснюється із використанням явних аукціонів торгівлі пропускнуою спроможністю в умовах низької конкуренції. При цьому спостерігається фактичне використання міждержавних електричних перетинів України для обміну електроенергією між країнами ENTSO-E. Так за 2017 рік майже дві третини потоку електроенергії з України до Угорщини склав фактичний транзит з Румунії. Тому одним із перспективних напрямків інтеграції ОЕС України до ENTSO-E лишається організація єдиної площадки торгівлі пропускнуою спроможністю міждержавних електричних перетинів із прозорими механізмами врахування міждержавного транзиту електроенергії через ОЕС України [175]. Наведемо основні принципи реалізації єдиного аукціону торгівлі пропускнуою спроможністю міждержавних електричних перетинів ОЕС України (рис. 3.7).

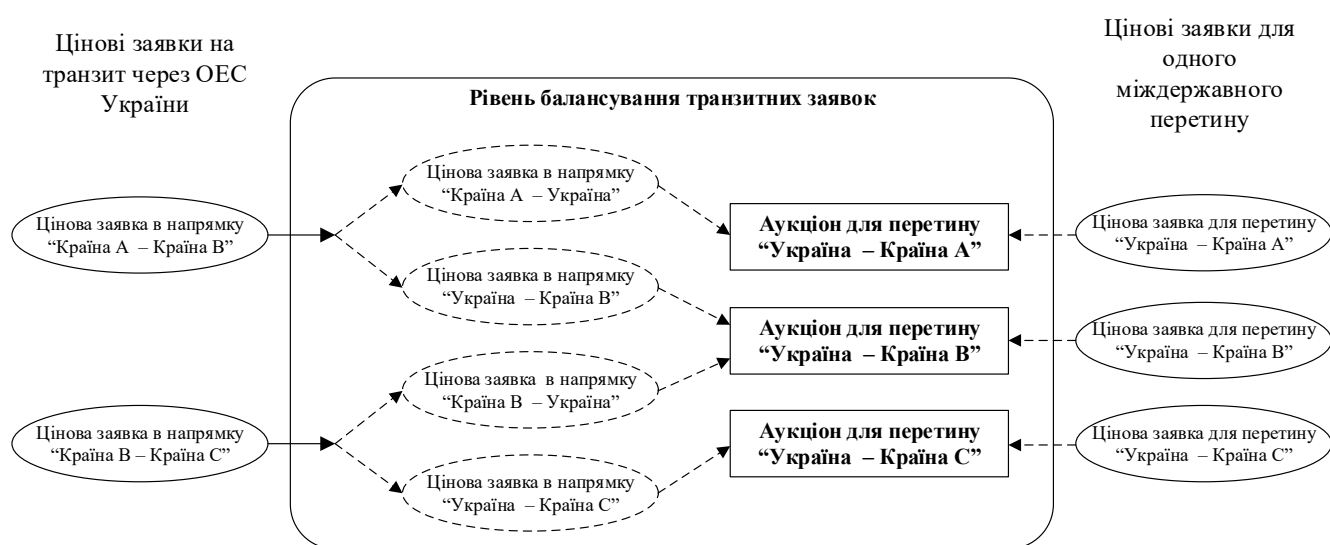


Рис. 3.7. Приклад дворівневого аналізу заявок на транзит електроенергії через ОЕС України

Процес торгів на об'єднаному аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів ОЕС України складається з трьох основних етапів [176].

1. Підготовка цінових заявок до аналізу.
2. Дворівневий аналіз цінових заявок.
3. Оформлення результатів торгів.

На етапі підготовки цінових заявок до аналізу виконуються такі дії:

- декомпозиція цінових заявок на еквівалентні їм прості цінові заявки за описаними вище принципами;
- групування цінових заявок окремо по кожному міждержавному зв'язку та окремо для кожного напрямку транзиту;
- сортування кожної групи цінових заявок у напрямку зниження ціни.

Процес аналізу цінових заявок здійснюється в три етапи:

- а) попереднє балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку;
- б) аналіз зв'язаних цінових заявок;
- в) остаточне балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку.

Процес балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку полягає у визначенні напрямку та обсягів транзиту електроенергії по кожному міждержавному зв'язку. Для прикладу розглянемо процес аналізу цінових заявок на транзит електроенергії по міждержавному зв'язку “Україна – Румунія”.

Вхідною інформацією процесу балансування обсягів транзиту є такі дані:

- цінові заявки, згруповані за напрямками “Україна → Румунія” та “Румунія → Україна” і відсортовані в напрямку спадання ціни транзиту;
- обмеження на транзит електроенергії $P_{max}^{Ukr-Rum}$, $P_{max}^{Rum-Ukr}$, $\Psi(P_{trans}^{Ukr-Rum})$ та $\Psi(P_{trans}^{Rum-Ukr})$.

Процес балансування здійснюється за наступним алгоритмом.

Розраховуються сумарні обсяги транзиту електроенергії по кожному з напрямків:

$$\begin{cases} P_{\Sigma}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} = \sum_{i=1}^I P_i \\ P_{\Sigma}^{\text{Рум} \rightarrow \text{Укр}} = \sum_{j=1}^J P_j \end{cases}$$

де: P_i, P_j – обсяги транзиту, вказані в цінових заявках, відповідно груп напрямку “Україна → Румунія” та “Румунія → Україна”.

2. Визначається область збалансованого транзиту:

$$P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} = \min\{P_{\Sigma}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}}, P_{\Sigma}^{\text{Рум} \rightarrow \text{Укр}}\}$$

3. Виділяється область фактичного транзиту. Нехай $P_{\Sigma}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} > P_{\Sigma}^{\text{Рум} \rightarrow \text{Укр}}$. Тоді область збалансованого транзиту визначатиметься заштрихованою фігурою на рисунку 3.8.

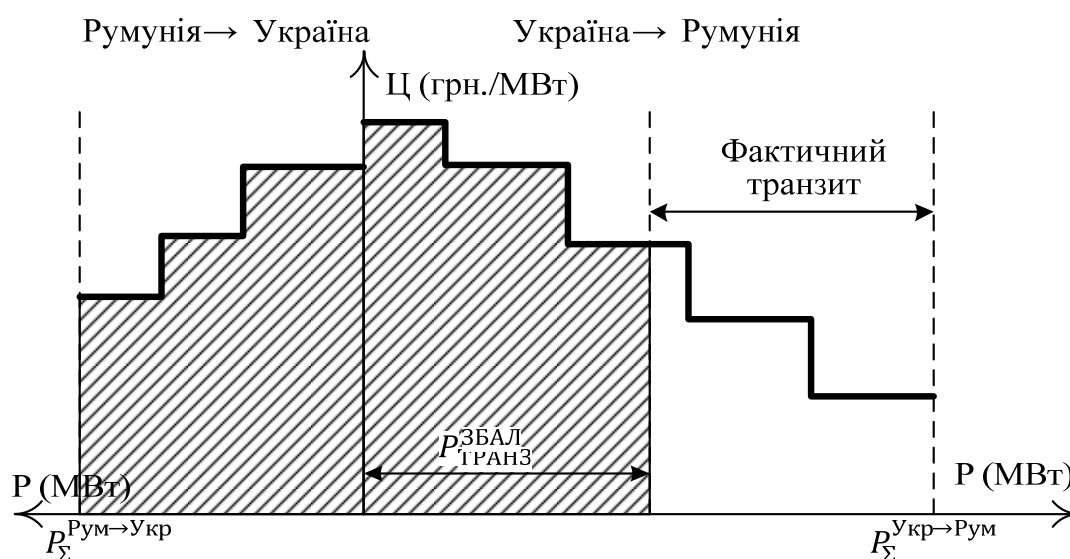


Рис. 3.8. Приклад узгодження балансу потоків електроенергії по перетину «Україна – Румунія»

Для наведеного на рисунку 3.8 випадку фактичний транзит електроенергії здійснюватиметься в напрямку “Україна → Румунія”. Тому всі цінові заявки на транзит електроенергії в напрямку “Румунія → Україна” позначаються як

задоволені. Для розділення цінових заявок на транзит електроенергії в напрямку “Україна → Румунія” по областям збалансованого та фактичного транзиту виконується розв’язання задачі одностороннього аукціону за наступною математичною моделлю:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} \end{cases}$$

Після розв’язання вище наведеної задачі цінові заявки в групі транзиту в напрямку “Україна → Румунія”, не позначені як задоволені, визначатимуть область фактичного транзиту.

4. Здійснюється аналіз цінових заявок, виділених в область фактичного транзиту без урахування обсягів збалансованого транзиту. Якщо на аукціон подано лише обмеження на сумарний обсяг транзиту електроенергії, то дана задача також розв’язується за моделлю класичного одностороннього аукціону:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\max}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \end{cases}$$

Якщо до множини обмежень також додано функцію вартості транзиту $\Pi(P_{\text{транз}}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}})$, то аналіз цінових заявок в області фактичного транзиту розв’язується за математичною моделлю, в якій додатково перевіряється обмеження на рівень цін:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\max}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \\ \Pi_{\text{ост}} \geq \Pi(P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}}) \end{cases}$$

де: $\Pi_{\text{ост}}$ – ціновий рівень останньої задоволеної цінової заявки в області фактичного транзиту;

$\Pi(P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}})$ – значення функції вартості транзиту електроенергії для сумарно задоволеного обсягу транзиту $P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}}$.

Результатом розв’язання поставленої задачі є задоволені обсяги фактичного транзиту електроенергії та гранична ціна її транзиту через міждержавний зв’язок.

Слід зазначити, що в п.3 та 4 алгоритму попереднього балансування обсягів транзиту двічі розв’язується математична задача оптимізації одностороннього аукціону. Таке розбиття оптимізації на два кроки виконано для наочності відображення суті балансування двостороннього обміну електроенергією. При практичній реалізації методики можливе об’єднання п.3 та 4 алгоритму та розв’язання задачі оптимізації одностороннього аукціону за один крок. В цьому випадку всі цінові заявки на транзит електроенергії в напрямку “Румунія → Україна” позначаються як задоволені. Математична постановка задачі одностороннього аукціону для цінових заявок на транзит електроенергії в напрямку “Україна → Румунія” в цьому випадку враховує область збалансованого транзиту $P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}}$. Якщо на аукціоні використовуються лише обмеження на обсяги транзиту, то модель одностороннього аукціону матиме вигляд:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\max}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} + P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} \end{cases}$$

Якщо до множини обмежень також додано функцію вартості транзиту $\Pi(P_{\text{транз}}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}})$, то аналіз цінових заявок в області фактичного транзиту розв’язується за наступною математичною моделлю:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{Ukr \rightarrow Rum} \cdot P_i^{Ukr \rightarrow Rum} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{Ukr \rightarrow Rum} \leq P_{\max}^{Ukr \rightarrow Rum} + P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} \\ \Pi_{\text{ост}} \geq \Pi(P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}} + P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}}) \end{cases}$$

Попереднє балансування обсягів транзиту для інших міжсистемних зв'язків здійснюється аналогічно.

Процес аналізу зв'язаних цінових заявок за результатами попереднього балансування полягає у розподілі таких заявок на три основні групи:

- 1) зв'язані цінові заявки, задоволені в обох напрямках транзиту електроенергії;
- 2) зв'язані цінові заявки, задоволені лише в одному напрямку транзиту електроенергії;
- 3) зв'язані цінові заявки, відхилені для обох напрямків транзиту електроенергії.

Зв'язані цінові заявки, що потрапили до другої та третьої групи, позначаються як повністю відхилені та вилучаються з подальшого розгляду. Процес остаточного балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку здійснюється за тим же алгоритмом, що і процес попереднього балансування, але при цьому не розглядаються зв'язані цінові заявки, вилучені на попередньому етапі розрахунків. Кінцевий етап оформлення результатів торгів полягає у визначенні для кожної поданої на аукціон цінової заявки задоволених обсягів транзиту електроенергії та вартості її транзиту.

Таким чином, реалізація на ринку міждержавної торгівлі електроенергією в Україні інструментів купівлі ресурсів пропускної спроможності для забезпечення транзиту електроенергії через ОЕС України не вимагатиме значних витрат на розробку та впровадження відповідної інформаційно-розрахункової системи, оскільки математична модель та методи реалізації процедури розрахунку результатів торгів є нескладними з точки зору їх практичної реалізації. При цьому

впровадження можливостей транзиту електроенергії через ОЕС України призведе до збільшення кількості зацікавлених учасників ринку та обсягів попиту на ресурси пропускної спроможності, що призведе до бажаного посилення конкуренції в даному сегменті ринку електричної енергії.

Теоретичне обґрунтування та деталізований опис математичної моделі, яка реалізує наведений у даному розділі метод, наведено у Додаток Ж. Відзначимо лише, що створення єдиного аукціону торгівлі пропускною спроможністю міждержавних електричних перетинів ОЕС України призведе до посилення конкуренції у цьому сегменті ринку, дозволить більш ефективно використовувати наявні ресурси міждержавних електричних перетинів, надасть більш чіткі цінові індикатори щодо подальшого розвитку електричних мереж ОЕС України, та стане суттєвим кроком з інтеграції лібералізованої моделі ринку електроенергії України до ENTSO-E.

3.4.2 Аналіз доцільності врахування обмежень обмін електричною енергією для сегменту РДН України

Як показано в попередніх розділах, оптові ринки електроенергії різних країн Європи по-різному розв'язують задачу врахування технологічних обмежень на транзит електроенергії. Загалом виділяються три основних метода врахування таких обмежень:

- 1) проведення торгів на РДН без урахування мережевих обмежень та коригування обсягів купівлі/продажу електроенергії механізмами БР;
- 2) врахування мережевих обмежень на РДН лише у випадку виникнення недопустимих рівнів потоків між областями за результатами попередніх розрахунків;
- 3) виділення на РДН постійно діючих областей, сполучених між собою «слабкими зв'язками».

Очевидно, перший спосіб врахування мережевих обмежень є прийнятним для тих країн, де графіки навантажень електростанцій, складені за результатами торгів на РДН дозволяють, як правило, сформувати баланс між виробництвом та

споживанням електроенергії на БР із дотриманням всіх технологічних обмежень. Відповідно потреба у коригуванні складених за результатами торгів на РДН графіків навантажень електростанцій виникає вкрай рідко (в основному в післяаварійних режимах). Протилежним є третій підхід (утворення постійно діючих цінових областей), який застосовується в тих країнах, де без урахування мережевих обмежень, як правило, неможливо в сегменті РДН скласти адекватні графіки навантажень електростанцій. Другий підхід – врахування мережевих обмежень лиже у випадку необхідності – застосовується в країнах, де необхідність у коригуванні складених за результатами торгів на РДН графіків навантажень електростанцій виникає достатньо часто, але не постійно.

Таким чином, при виборі моделі врахування мережевих обмежень на ринку електроенергії, слід визначити, чи будуть технологічні обмеження враховуватись виключно на БР, чи торги РДН в тій чи іншій мірі також враховуватимуть ці обмеження. Для порівняння цих варіантів, розглянемо наслідки врахування мережевих обмежень в різних сегментах ринку електроенергії.

Як показано на рис 3.9, загалом попит на електроенергію задовольняється шляхом купівлі електроенергії на РДН та БР. Загальна вартість електроенергії в організованих сегментах ринку V_{Σ} формується з таких складових:

$$V_{\Sigma} = V_{\Sigma}^{РДН} + V_{\Sigma}^{БР} + V_{тр} = \Pi_{гр}^{РДН} \cdot V_{\Sigma}^{РДН} + \Pi_{гр}^{БР} \cdot V_{\Sigma}^{БР}$$

де: $V_{\Sigma}^{РДН}$, $V_{\Sigma}^{БР}$ – сумарні вартості електроенергії, купленої відповідно на РДН та БР;

$\Pi_{гр}^{РДН}$, $\Pi_{гр}^{БР}$ – граничні ціни відповідно на РДН та БР;

$V_{\Sigma}^{РДН}$, $V_{\Sigma}^{БР}$ – обсяги електроенергії, купленої відповідно на РДН та БР.

Враховуючи умову необхідності задоволення попиту на електроенергію для споживачів у повній мірі (якщо це взагалі технічно можливо), вважатимемо обсяги попиту на електроенергію незмінною величиною.

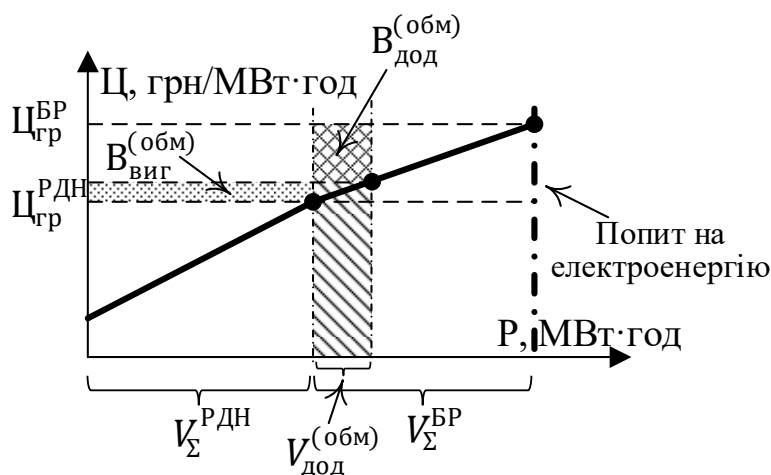


Рис. 3.9. Складові вартості електроенергії, сформовані на РДН та БР при врахуванні обмежень на обмін електроенергією в магістральних електричних мережах

За умови незмінності лінії пропозиції електроенергії (тобто склад генерувальних потужностей та обсяги виробленої ними електроенергії не змінюються), загальне зниження сумарної вартості електроенергії досягається шляхом збільшення обсягів купівлі електроенергії на РДН $V_{\Sigma}^{\text{РДН}}$. І навпаки, як показано на рисунку 3.9, зменшення обсягів купівлі електроенергії на РДН $V_{\Sigma}^{\text{РДН}}$ та відповідне збільшення обсягів купівлі електроенергії на БР $V_{\Sigma}^{\text{БР}}$ призводитиме до збільшення загальної вартості електроенергії за рахунок появи додаткових витрат $B_{\text{доп}}^{(\text{обм})}$, зумовлених тим, що деякі обсяги електроенергії $V_{\text{доп}}^{(\text{обм})}$ купуватимуться вже не на РДН за ціною $\text{Ц}_{\text{гр}}^{\text{РДН}}$, а на БР за апріорі більш високою $\text{Ц}_{\text{гр}}^{\text{БР}}$.

Врахування мережових обмежень на РДН очевидно призводитиме до зниження обсягів торгів у цьому сегменті внаслідок відхилення частини цінових заявок та пропозицій за вимогою дотримання граничних рівнів потоків по системоутворювальним зв'язкам. Причому, загальне збільшення вартості електроенергії призводитиме до зниження експортного потенціалу української електроенергетики, що не вигідно для всіх учасників ринку електроенергії України. Чисельне значення додаткових витрат, зумовлених врахуванням мережових обмежень в сегменті РДН, оцінюється за формулою:

$$B_{\text{доп}}^{(\text{обм})} = (\text{Ц}_{\text{гр}}^{\text{БР}} - \text{Ц}_{\text{гр}}^{\text{РДН}}) \cdot V_{\text{доп}}^{(\text{обм})}$$

Розрахунки за наведеною формулою мають виключно оціночний характер, оскільки не враховують вплив перерозподілу цінових заявок між РДН та БР на рівні граничних цін у цих сегментах ринку електроенергії. Так з рисунку 3.9 видно, що зменшення обсягів купівлі електроенергії на РДН, за умови нееластичного попиту та незмінності лінії пропозиції електроенергії, також призводитиме до зниження граничної ціни в цьому сегменті ринку.

Таким чином, внаслідок зменшення обсягів торгів на РДН, втрачається вигода $V_{\text{виг}}^{(\text{обм})}$. Причому співвідношення між значеннями $V_{\text{дод}}^{(\text{обм})}$ та $V_{\text{виг}}^{(\text{обм})}$ залежить від характеристики лінії пропозиції, тобто – зумовлюється складом та економічними характеристиками виробничих потужностей, задіяних на ринку електроенергії. Так за умови суттєвої різниці цін в пропозиціях продавців електроенергії в нижньому ціновому сегменті (в лівій частині лінії пропозиції) та відносно низької різниці цін у верхньому ціновому сегменті (в правій частині лінії пропозиції) можливе отримання співвідношення $V_{\text{виг}}^{(\text{обм})} > V_{\text{дод}}^{(\text{обм})}$. До такого ж результату призводитиме суттєва різниця в обсягах купівлі електроенергії на РДН та БР: $V_{\Sigma}^{\text{РДН}} \gg V_{\Sigma}^{\text{БР}}$. З огляду на вище наведені чинники, питання впливу врахування мережних обмежень в сегменті РДН на економічні показники ринку електроенергії в цілому не має однозначної відповіді та потребує більш детального аналізу. Найбільш ефективним економічним механізмом коригування в сегменті БР графіків навантажень електростанцій, сформованих за результатами торгів на РДН, є врахування цінових пропозицій двох видів: цінових пропозицій на додаткове завантаження генераторів та цінових пропозицій на розвантаження генераторів (рис 3.10).

За умови, коли на РДН сформовано графіки навантажень електростанцій, що не потребують коригування, в сегменті БР здійснюється виключно купівля додаткових обсягів електроенергії для зведення загального балансу між виробництвом та споживанням електроенергії з урахуванням технологічних втрат на електропостачання.

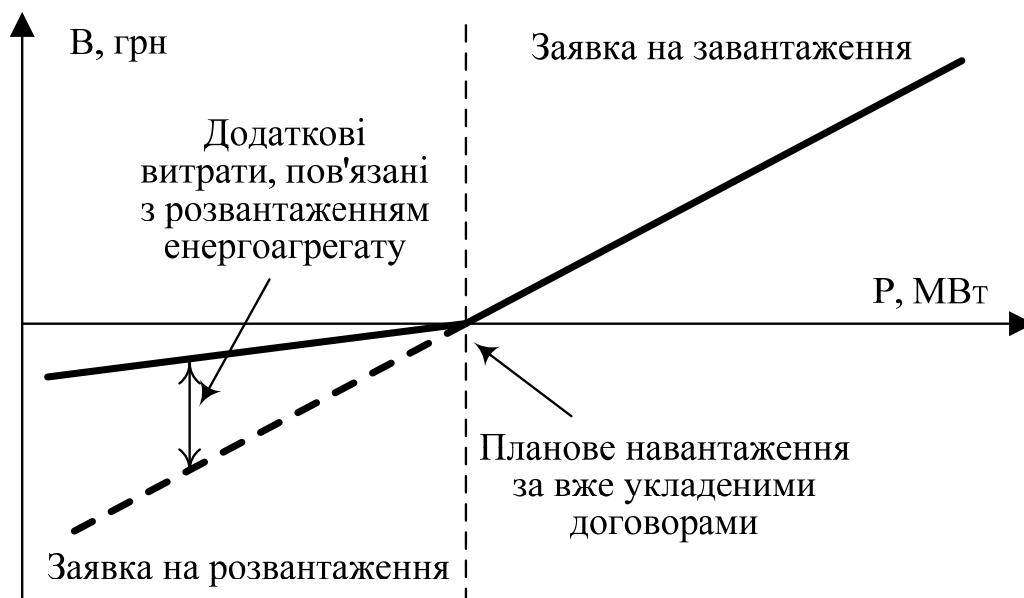


Рис. 3.10. Складові додаткової вартості електроенергії при розвантаженні енергоагрегатів механізмами БР

Якщо на РДН при розрахунках балансу між попитом та пропозицією на електроенергію сформовано графіки навантажень електростанцій, на основі яких неможливо сформувати допустимий режим роботи енергосистеми, то на БР додатково до купівлі необхідних для підтримки режиму обсягів електроенергії здійснюється розвантаження енергоагрегатів до рівнів, що дозволяють отримати баланс виробництва та споживання електроенергії із дотриманням всіх технологічних обмежень. При цьому виробники електроенергії мають отримувати компенсацію за зниження рівнів завантаження енергоагрегатів, в якій враховуватимуться як вигода, недоотримана внаслідок зменшення обсягів виробництва електроенергії, так і додаткові витрати, пов'язані з роботою енергоагрегатів у менш економічному режимі. Таким чином, втрати від неврахування мережевих обмежень в сегменті РДН, за розрахунковий період (наприклад, один рік) пов'язуються в основному з сумарними обсягами компенсацій за розвантаження енергоагрегатів електростанцій $K_{\Sigma}^{БР}$, умовно сплаченими в сегменті БР за даний розрахунковий період.

Розглянемо основні економічні наслідки реалізації системи врахування мережевих обмежень на РДН. Відповідно до наведених вище чинників, економічні

втрати, пов'язані з урахуванням мережеских обмежень в сегменті РДН, на розрахунковий період складуть:

$$K_{\Sigma}^{\text{РДН}} = B_{\text{дод}}^{(\text{обм})} - B_{\text{виг}}^{(\text{обм})} + B_{\Sigma}^{\text{IC(рдн)}}$$

де $B_{\Sigma}^{\text{IC(рдн)}}$ – приведені до розрахункового періоду додаткові витрати на впровадження та підтримку підсистеми врахування мережеских обмежень в сегменті РДН.

Слід зауважити, що впровадження підсистеми врахування мережеских обмежень в сегменті РДН не призводить до зникнення потреби у засобах коригування графіків навантажень електростанцій для сегменту БР. Необхідність у використанні цих засобів виникатиме у післяаварійних режимах, що виникли вже після завершення торгів на РДН. Таким чином, обсяги витрат, пов'язаних із підтримкою засобів коригування графіків навантажень електростанцій в сегменті БР, не впливають на показники економічного ефекту від впровадження в сегменті РДН підсистеми врахування мережеских обмежень. В той же час врахування мережеских обмежень в сегменті РДН призводитиме до значного ускладнення алгоритму розрахунків результатів торгів, і відповідно – до суттєвих витрат на впровадження та підтримку такої системи. Тому під час оцінки економічного ефекту обов'язково слід враховувати витрати $B_{\Sigma}^{\text{IC(рдн)}}$. Чисельні значення $B_{\text{дод}}^{(\text{обм})}$ та $B_{\text{виг}}^{(\text{обм})}$ можуть бути розраховані з використанням узагальненої лінії пропозиції, сформованої для розрахункового періоду на основі ретроспективних даних ринку електроенергії за попередні періоди часу.

Слід зауважити, що значення $B_{\text{дод}}^{(\text{обм})}$ та $B_{\text{виг}}^{(\text{обм})}$ значною мірою залежать від обраного методу врахування мережеских обмежень в енергосистемі.

Як буде показано в наступному розділі, найбільші економічні втрати від врахування мережеских обмежень в сегменті РДН виникають у випадку запровадження ізольованих аукціонів окремо по кожній області енергосистеми. Впровадження спеціальних алгоритмів мінімізації обсягів електроенергії,

відхилені в сегменті РДН внаслідок необхідності дотримання технологічних обмежень на транзит електроенергії між окремими областями енергосистеми, призводитиме до зменшення втрат, пов'язаних з урахуванням цих обмежень. Відповідно при цьому підвищуватиметься економічна ефективність від запровадження підсистеми врахування мережевих обмежень в сегменті РДН.

Ознакою доцільності впровадження такої підсистеми є відношення:

$$K_{\Sigma}^{\text{БР}} > K_{\Sigma}^{\text{РДН}}$$

Таким чином найбільш оптимальним шляхом впровадження конкурентної моделі ринку електроенергії в Україні є послідовність, що передбачає:

- на першому етапі функціонування РДН без урахування мережевих обмежень, а їх аналіз виконується виключно на в сегменті БР, причому обсяг торгів на РДН має починатися із незначної частки загального обсягу купівлі-продажу електричної енергії із поступовим її збільшенням;
- на другому етапі, використовуючи накопичені ретроспективні дані, необхідно порівнювати вигоду від врахування мережевих обмежень на РДН, використовуючи непрямі методи врахування мережевих обмежень на РДН для забезпечення прозорості формування ціни в сегменті РДН;

В подальшому необхідним є визначати економічну доцільність розвитку ринку у напрямку врахування мережевих обмежень під час торгів, враховуючи вартість і адміністративно технічних заходів щодо забезпечення такого підходу.

Слід зазначити, що перевірка відношення $K_{\Sigma}^{\text{БР}} > K_{\Sigma}^{\text{РДН}}$ необхідна не лише на етапі прийняття рішення щодо доцільності запровадження системи врахування мережевих обмежень в сегменті РДН, але і щоденно в процесі планування торгів на РДН. Так, виходячи з прогнозу результатів торгів можливо отримати попередню оцінку відношення $K_{\Sigma}^{\text{БР}} > K_{\Sigma}^{\text{РДН}}$. Справдження цього відношення свідчатиме про доцільність врахування мережевих обмежень під час торгів (якщо такі обмеження виникнуть). Якщо ж за прогнозною оцінкою результатів торгів відношення $K_{\Sigma}^{\text{БР}} > K_{\Sigma}^{\text{РДН}}$ не справджується, то це свідчатиме про те, що економічно доцільніше враховувати мережеві обмеження виключно в сегменті БР. В такому випадку,

мережеві обмеження на потоки електроенергії по магістральним мережам ОЕС України не повинні враховуватись під час торгів в сегменті РДН.

Таким чином, реалізація системи прогнозування результатів торгів на РДН та БР дозволить приймати економічно обґрунтовані рішення щодо необхідності врахування мережових обмежень під час торгів у сегменті РДН. Це, в свою чергу, підвищить ефективність функціонування ринку електроенергії в цілому.

3.4.3 Основні вимоги до функцій імітаційного моделювання погодинних торгів на РДН України

Для проведення експериментальних досліджень щодо оптимальної структури та функцій окремих сегментів ринку електроенергії визначені основні вимоги до імітаційної моделі ринку електроенергії. Основною задачею такої моделі є моделювання процесів ціноутворення в організованих сегментах ринку електроенергії, передусім РДН та БР, за різної їх структури. Остання умова зумовлена тим, що за відомих основ організації конкурентної моделі РДН [177], необхідно додатково прийняти ряд принципово важливих рішень, які суттєво впливають на структуру та функції РДН, передусім – питання про врахування системних обмежень ОЕС України у цьому сегменті ринку. В основу функцій імітаційного моделювання таких сегментів покладено математичний апарат аукціонних торгів [178, 179]. Для імітації функцій вибору енергоагрегатів електростанцій на завантаження чи розвантаження у сегменті БР використовується модель одностороннього аукціону з нееластичним по ціні попитом чи пропозицією (узгоджено із реалізованим механізмом розрахунку обсягів балансування). Наразі вибір енергоагрегатів у процесі добової оптимізації використовується функція нееластичного по ціні попиту. Проте, із прийняттям Закону [50] активізувались процеси виділення постачальників електроенергії як окремих суб'єктів ринку. Тому для моделювання торгів лібералізованої моделі РДН бажано використовувати математичний апарат двостороннього аукціону. Імітація нееластичного по ціні попиту у цьому випадку може здійснюватись використанням ціноприймальних заявок, тобто заявок на купівлю/продаж електроенергії із означеними обсягами, вартість яких прирівнюється граничній ціні, сформованій за результатами торгів.

Крім того, для дослідження експортного потенціалу ОЕС України, необхідно здійснювати моделювання ринків електроенергії країн ENTSO-E, на яких застосовується математичний апарат двостороннього аукціону.

Таким чином імітаційна модель для досліджень процесів сполучення ринків електроенергії повинна реалізовувати механізми погодинних двосторонніх аукціонів [180] у цінових зонах. Відповідно цінові заявки на купівлю/продаж електроенергії повинні мати прив'язку до години реалізації та цінової зони. Імітаційна модель для дослідження процесів сполучення ринків електроенергії повинна здійснювати аналіз інструментів торгів таких розповсюджених на європейських біржах електроенергії типів [181]:

- погодинні ступінчаті графіки пропозиції електроенергії, упорядковані у порядку зростання ціни, для оціночного моделювання виробництва електроенергії;
- погодинні ступінчаті графіки попиту на електроенергію, упорядковані у порядку спадання ціни, для оціночного моделювання споживання електроенергії;
- погодинні лінійні графіки пропозиції електроенергії, упорядковані у порядку зростання ціни, для уточненого моделювання режимів роботи генераторів електростанцій;
- погодинні лінійні графіки попиту на електроенергію, упорядковані у порядку спадання ціни, для уточненого моделювання поведінки постачальників електроенергії;
- погодинні неподільні цінові заявки на продаж електроенергії для врахування «заборонених зон» навантаження генераторів електростанцій;
- погодинні неподільні цінові заявки на купівлю електроенергії для моделювання окремих варіантів поведінки постачальників електроенергії;
- погодинні подільні ціноприймальні заявки на продаж електроенергії для імітації нееластичної по ціні пропозиції та врахування обсягів імпорту електроенергії до цінової зони;
- погодинні подільні ціноприймальні заявки на купівлю електроенергії для імітації нееластичного по ціні попиту та врахування обсягів експорту електроенергії з цінової зони.

Розроблена відповідно до наведених вище вимог Імітаційна модель (рис. 3.11) була використана у дослідженнях, результати яких наведені у наступних розділах дисертації та стали основою для удосконалення цієї моделі.

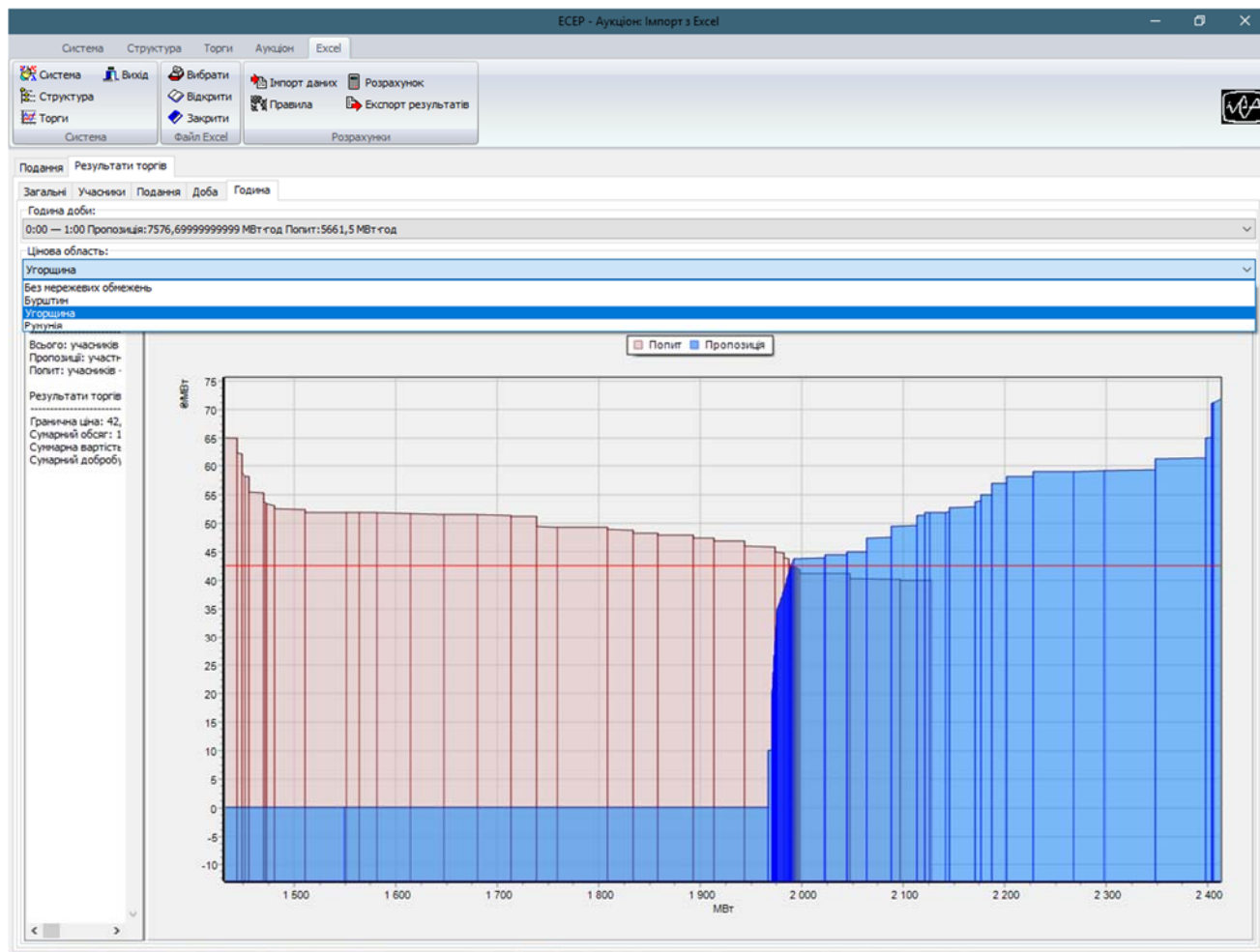


Рис. 3.11. Імітаційна модель погодинних двосторонніх торгів у цінових зонах

Дослідження механізмів врахування обмежень на міждержавний та міжсистемний обмін електроенергією по магістральним електричним мережам показали перспективність застосування принципу сполучення цінових областей в зональній моделі ціноутворення РДН. При цьому огляд методів реалізації принципу сполучення цінових областей засвідчив актуальність проблеми розробки методу, який максимально точно враховує структуру попиту та пропозиції у сполучуваних областях і дозволяє здійснювати аналіз довільної структури електричних мереж.

3.5 Висновки до розділу 3

Виконано критичний аналіз механізмів врахування обмежень на обмін електричною енергією по магістральним електричним мережам на ринку «на добу наперед». Результати такого аналізу показали, що вибір підходу та окремих методів вирішення проблеми узгодження фінансових договорів про купівлю/продаж електричної енергії із технологічними обмеженнями в електричних мережах має зумовлюватись: особливостями технологічних процесів та технічних обмежень виробництва і розподілу електричної енергії; особливостями структури магістральних та розподільних електричних мереж; особливостями структур попиту та пропозиції електроенергії а також рівнем розвитку ринкових відносин і особливостями функціонування ринку електроенергії. Відзначено необхідність проведення відповідних теоретичних та експериментальних досліджень для вибору оптимального способу врахування обмежень в магістральних електричних мережах ОЕС України при впровадженні лібералізованої моделі ринку електроенергії.

За результатами досліджень методів організації ринків міждержавної торгівлі та розподілу пропускної спроможності обґрунтовано необхідність розробки нового методу організації явного аукціону торгівлі пропускною спроможністю, що враховує можливості використання ОЕС України для забезпечення міждержавної торгівлі між країнами Європи. Розроблено метод розрахунку результатів об'єднаного аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів України з країнами Європи, заснований на ітераційному дворівневому розрахунку, який на відміну від існуючих дозволяє здійснювати комплексний аналіз балансу імпорту та експорту електроенергії за фізичними обсягами потоків електроенергії через міждержавні перетини з урахуванням цінових заявок різних типів. Запровадження такого аукціону є основою для об'єднання ринку електроенергії України з ринками країн Європи, як постійно діючої окремої цінової зони в межах спільного з іншими країнами ринку електроенергії.

Аналіз процесів інтеграції національних ринків електроенергії європейських країн в міждержавні ринкові об'єднання засвідчив перспективність неявного врахування обмежень на обмін електроенергією по електричним перетинам у сегменті ринку «на добу наперед» використанням принципу сполучення областей ринку для зональної моделі ціноутворення. Аналіз існуючих методів рішення поставленої задачі, зокрема методів Flow-base Market Coupling та Decentralized Market Coupling, засвідчив актуальність проблеми поєднання формалізмів аналізу структури електричної мережі і структури попиту та пропозиції та необхідність розробки відповідного методу, який не накладає обмежень ні на структуру електричних мереж, ні на типи цінових заявок, які використовують учасники торгів на РДН.

Вперше розроблено та науково обґрунтовано метод оцінки економічної доцільності врахування в сегменті ринку «на добу наперед» технологічних обмежень на потоки електроенергії по електричним перетинам у порівнянні із рішенням цієї задачі виключно механізмами балансуючого ринку, який надалі був використаний для практичного аналізу впливу таких обмежень на результати функціонування організованих сегментів ринку електроенергії України при їх взаємодії. Розроблений метод використано для дослідження доцільності запровадження на ринку «на добу наперед» України механізмів врахування технологічних обмежень на обмін електроенергією та обґрунтування необхідності запровадження зональної моделі ціноутворення у цьому сегменті лібералізованої моделі ринку електроенергії України.

Для перевірки результатів теоретичних досліджень та виконання експериментальних розрахунків підчас аналізу різних правил ціноутворення на РДН розроблена універсальна імітаційна модель двостороннього аукціону, в якій реалізовані функціональні можливості щодо аналізу різних типів лінійних, ступінчатих та змішаних графіків попиту та пропозиції.

РОЗДІЛ 4

МЕТОД ВИРІВНЮВАЛЬНИХ ПОТОКІВ ДЛЯ ВРАХУВАННЯ ОБМЕЖЕНЬ НА ОБМІН ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ МІЖ СПОЛУЧУВАНИМИ РИНКАМИ

4.1 Моделі функцій чистого експорту для відображення структури попиту та пропозиції у ціновій зоні

Основною метою досліджень, результати яких наведені в даному розділі, є визначення тих властивостей графіку ФЧЕ, які впливають на результати рішення задачі пошуку оптимальних обсягів обміну електроенергії між ринками (ціновими зонами). З цією метою розроблені математичні моделі ФЧЕ, за допомогою яких досліджувались особливості процесу сполучення ринків електроенергії за різних відношень між попитом та пропозицією.

Слід також зазначити, що наведені в [170] правила формування ФЧЕ не охоплюють всі можливі відношення між лініями попиту та пропозиції. Так, на рисунку 4.1,а заштриховано області, які не враховуються стандартними правилами формування ФЧЕ, що не дозволяє у повній мірі використати можливості з імпорту/експорту електроенергії в ціновій області. А для наведеної на рисунку 4.1,б ситуації стандартні правила взагалі не дозволяють сформулювати адекватну ФЧЕ.

Українські ТЕС (основні гравці ОРЕ України) у денні години доби зазвичай завантажені на більш ніж 90% встановленої потужності. Тому відображена на рисунку 4.1,а ситуація буде характерною для РДН України. А на перших етапах впровадження РДН досить ймовірно отримання відношень між попитом та пропозицією, відображене на рисунку 4.1,б. Тому, виникає потреба у розробці метода формування ФЧЕ, який дозволяє в повній мірі використовувати можливості імпорту/експорту електроенергії окремих областей ОЕС України та зменшити таким чином втрати, пов'язані з урахуванням мережевих обмежень на РДН.

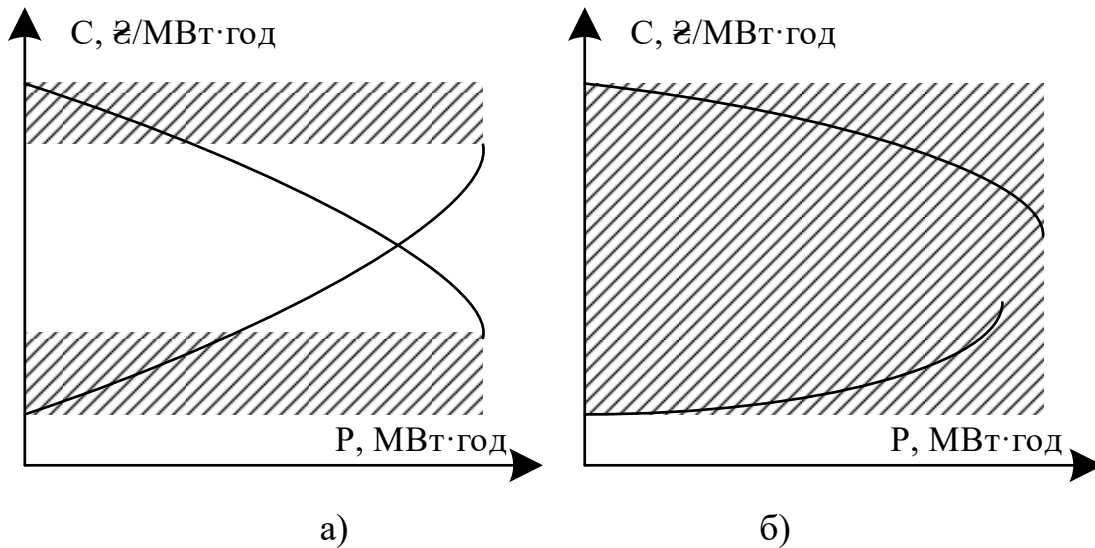


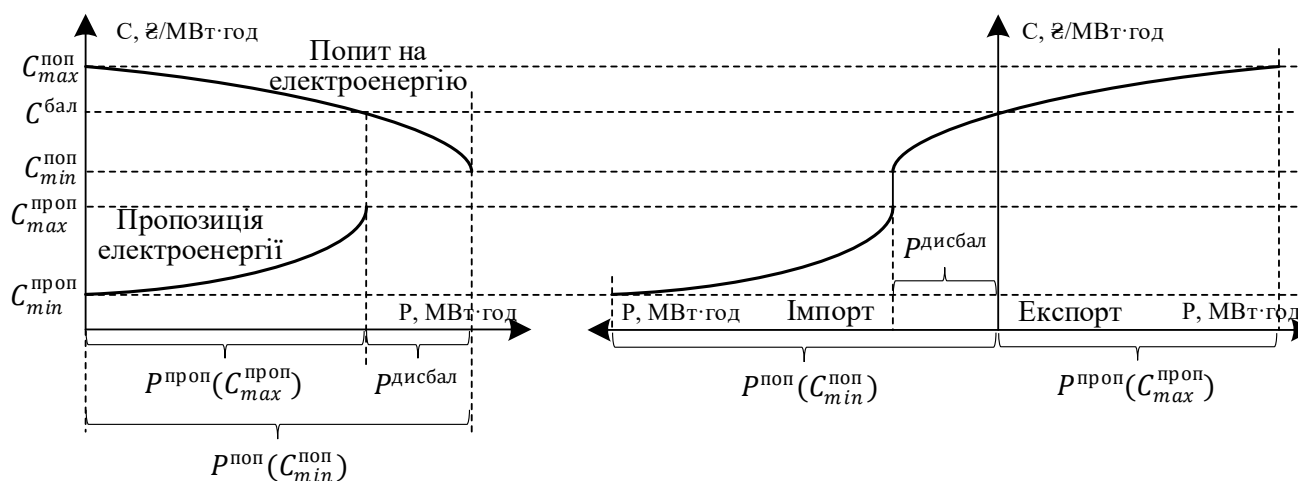
Рис. 4.1. Приклади відношень попиту та пропозиції, що вимагають досліджень для формування моделі ФЧЕ

З метою спрощення досліджень принципів побудови ФЧЕ для випадків, відображених на рисунку 4.1,б, припускаємо, що попит та пропозиція на ринці електроенергії представлені безперервними залежностями обсягів електроенергії від її ціни. В подальшому будуть враховані особливості аналізу лінійних і дискретних заявок та пропозицій.

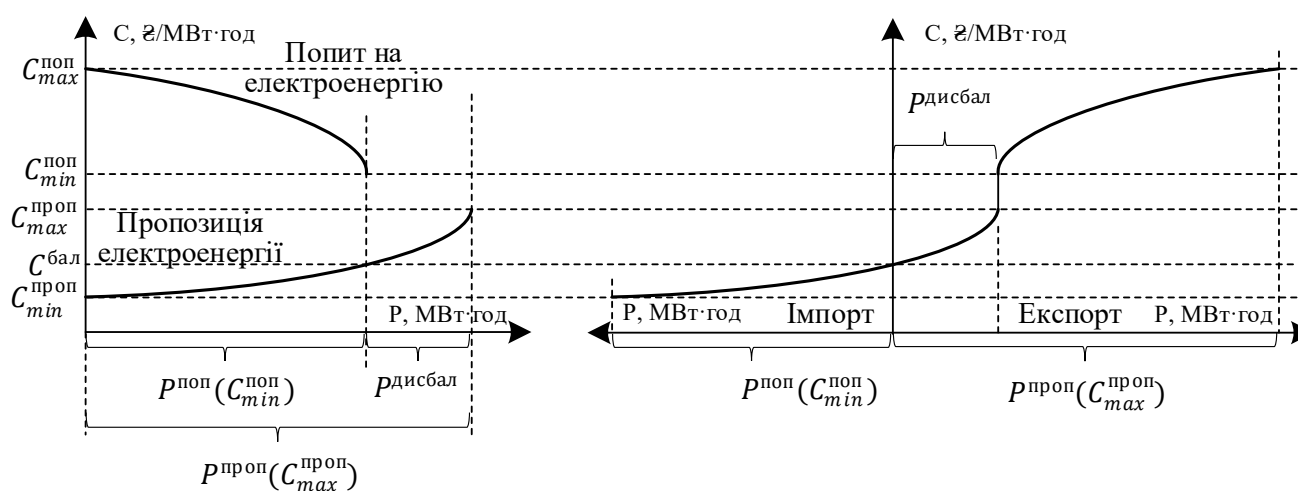
Нехай попит задано безперервною функцією $P^{\text{поп}}(C)$, а пропозицією – функцією $P^{\text{проп}}(C)$. На рисунку 4.2 наведено варіанти графіків попиту та пропозиції на електроенергію, якими охоплюються всі варіанти дисбалансів між ними, що можуть виникнути під час торгів. Сірим фоном на рисунку 4.2 відзначено області, в яких розрахунок ФЧЕ виконується відповідно до класичного правила, як різниця між значенням попиту та пропозиції для відповідного значення ціни.

Розглянемо потенціал імпорту для локального ринку електроенергії з відображеними на рисунку 4.2,а графіками попиту та пропозиції. Очевидно, що цінові пропозиції з ціною не вищою за $C_{\min}^{\text{проп}}$ здатні повністю витіснити власну пропозицію локального ринку електроенергії. Тому для ціни $C < C_{\min}^{\text{проп}}$ функція ФЧЕ(C) матиме значення, що відповідає максимальному обсягу попиту:

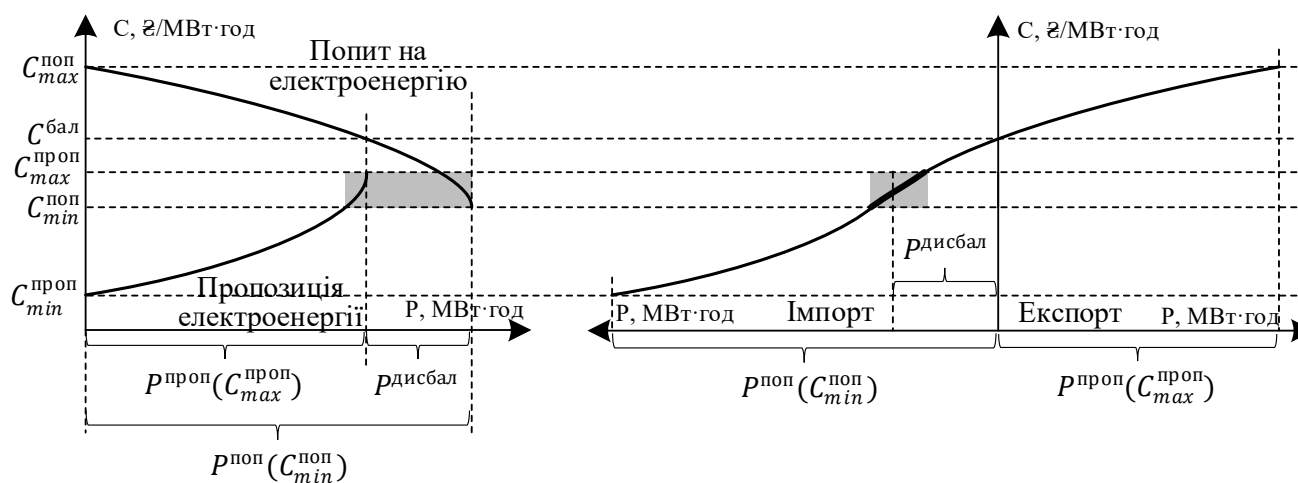
$$\text{ФЧЕ}(C) = -P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{проп}}), C < C_{\min}^{\text{проп}}.$$



а)

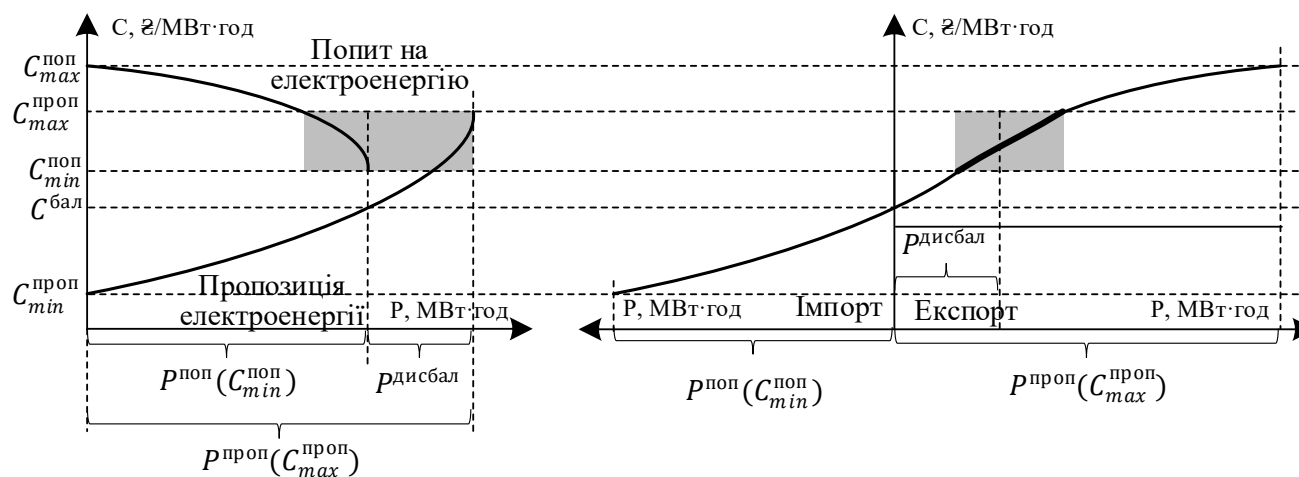


б)

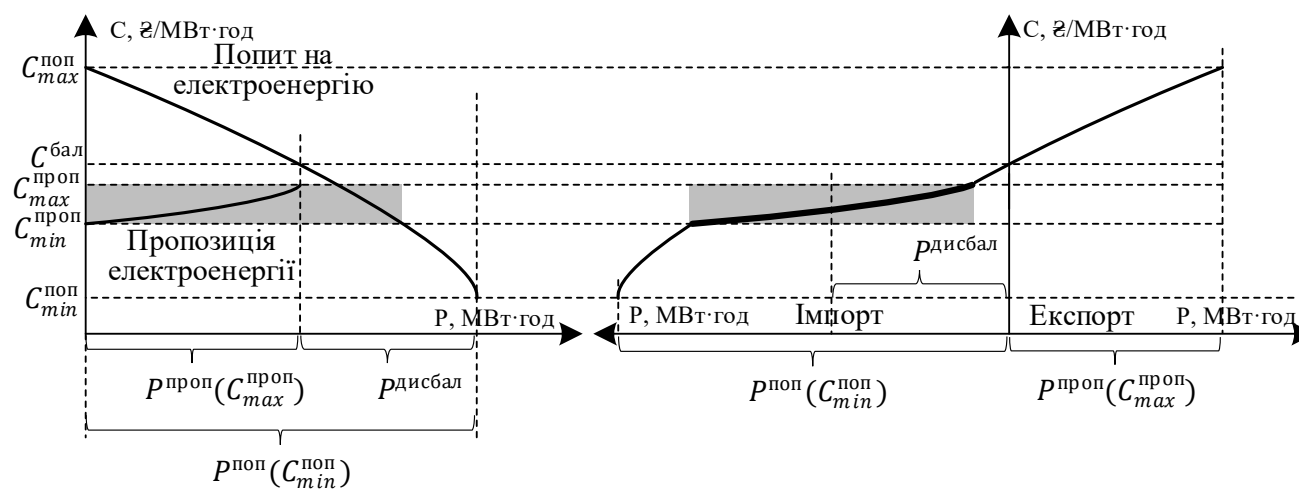


в)

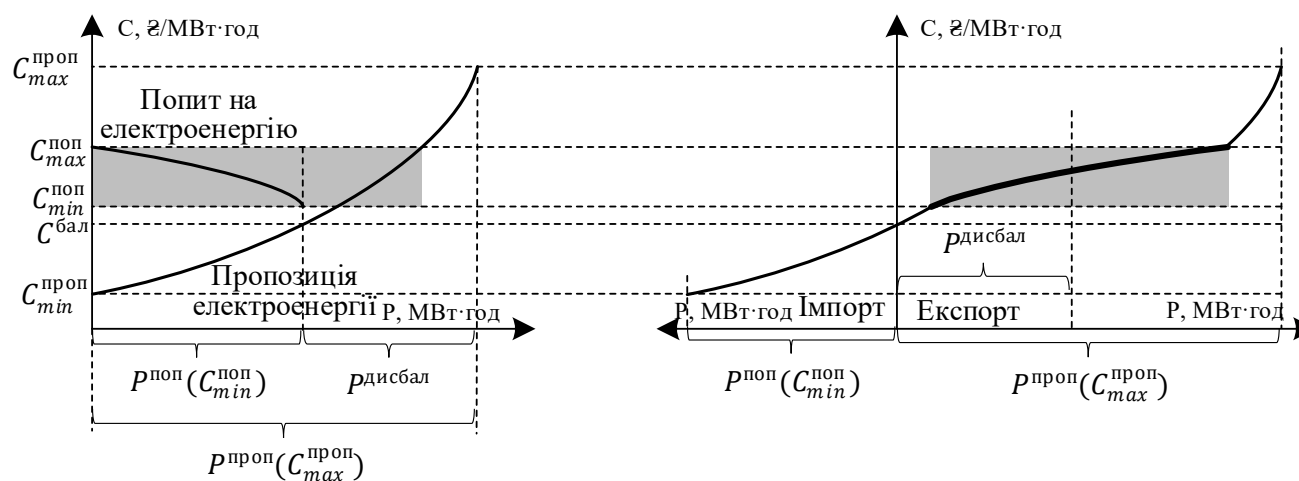
Рис. 4.2. Варіанти дисбалансу між попитом та пропозицією



Г)

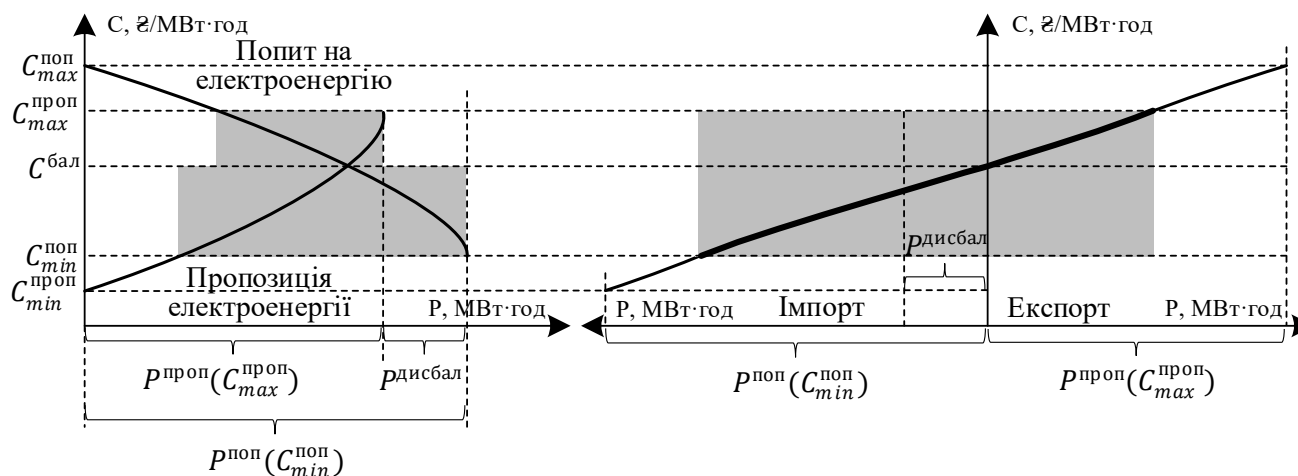


Д)

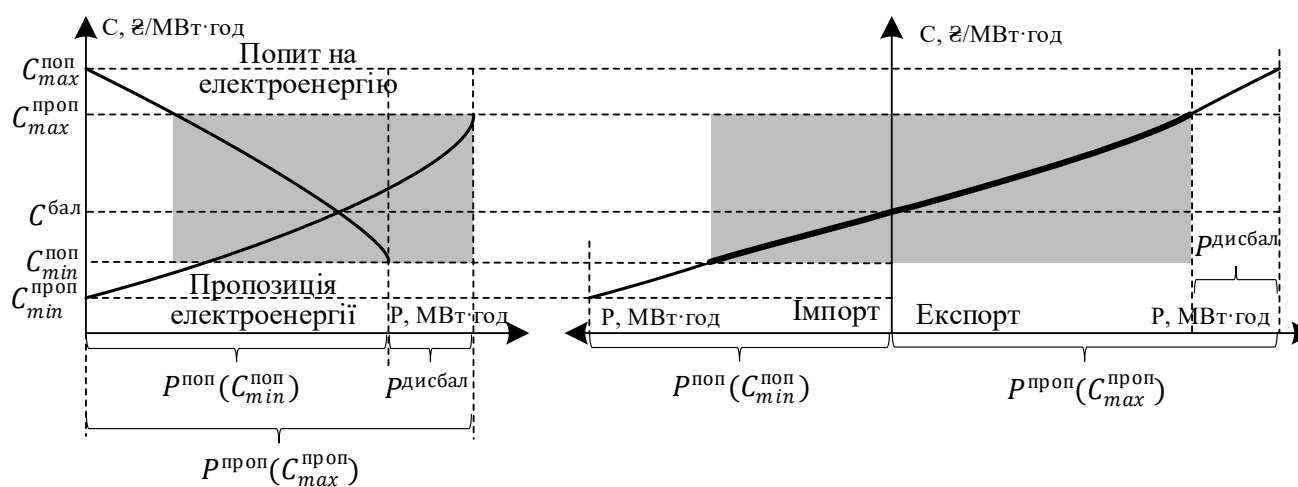


Е)

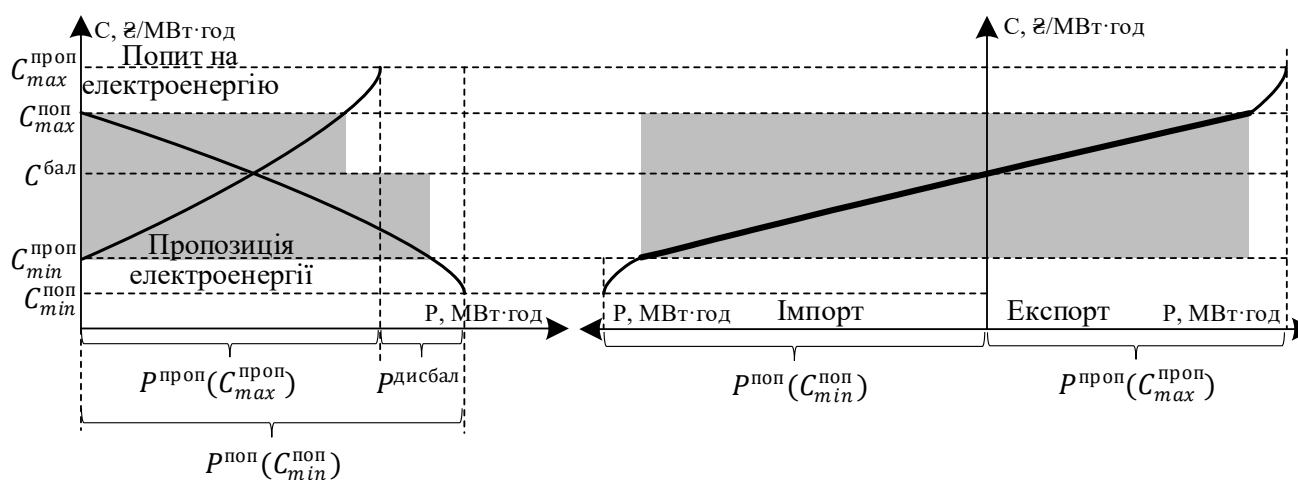
Рис. 4.2. Варіанти дисбалансу між попитом та пропозицією (продовження)



є)

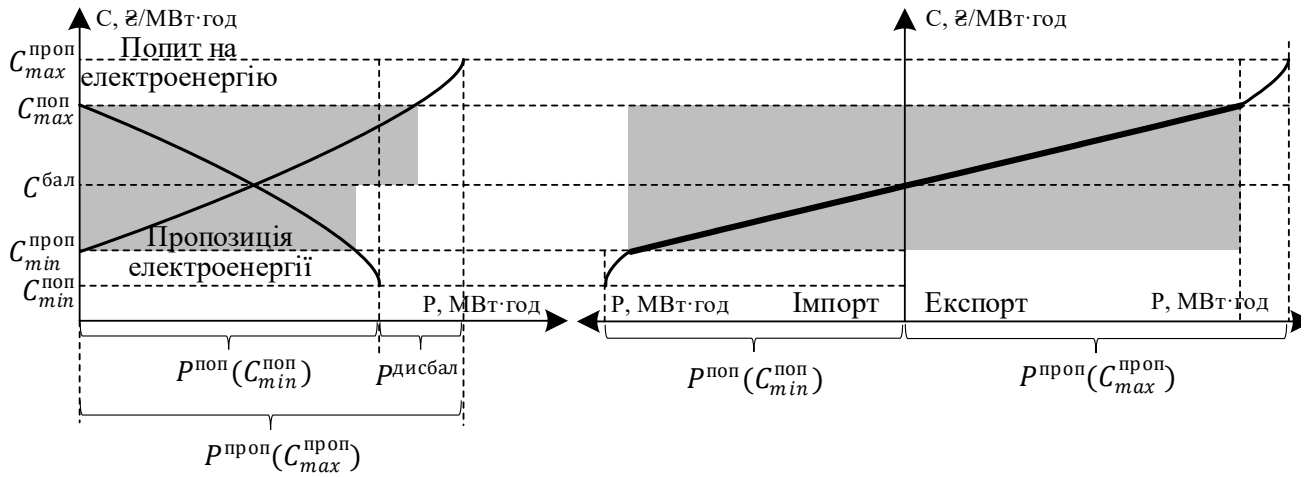


ж)



з)

Рис. 4.2. Варіанти дисбалансу між попитом та пропозицією (продовження)



и)

Рис. 4.2. Варіанти дисбалансу між попитом та пропозицією (закінчення)

В межах інтервалу цін $C_{min}^{prop} \leq C \leq C_{max}^{prop}$ цінові пропозиції з імпорту електроенергії мають конкурувати з власною пропозицією локального ринку. Таким чином, ємність імпорту електроенергії в даному ціновому діапазоні відповідатиме максимальному значенню попиту на електроенергію за виключенням власної пропозиції локального ринку:

$$\Phi ЧЕ(C) = P^{prop}(C) - P^{pop}(C_{min}^{pop}), C_{min}^{prop} \leq C \leq C_{max}^{prop}.$$

В межах інтервалу цін $C_{max}^{prop} < C < C_{min}^{pop}$ власну пропозицію локального ринку електроенергії використано повністю і ємність імпорту електроенергії дорівнюватиме значенню дисбалансу між попитом та пропозицією цього ринку:

$$\Phi ЧЕ(C) = P^{дисбал} = P^{prop}(C_{max}^{prop}) - P^{pop}(C_{min}^{pop}), C_{max}^{prop} < C < C_{min}^{pop}.$$

В області цін вищих за C_{min}^{pop} потенціал імпорту локального ринку електроенергії зменшуватиметься і досягне нульового значення за ціни $C^{бал}$. Для відображеного на рисунку 4.2,а відношення між попитом та пропозицією, чисельне значення $C^{бал}$ обчислюється шляхом розв'язання рівняння:

$$P^{pop}(C^{бал}) = P^{prop}(C_{max}^{prop}).$$

Таким чином, отримуємо інтервал цін $C_{min}^{pop} \leq C < C^{бал}$, в якому ємність імпорту локального ринку електроенергії обчислюватиметься за формулою:

$$\Phi ЧЕ(C) = P^{prop}(C_{max}^{prop}) - P^{pop}(C), C_{min}^{pop} \leq C < C^{бал}.$$

Відповідно для ціни $C = C^{\text{бал}}$ ємність імпорту електроенергії дорівнюватиме нулю:

$$\Phi\text{ЧЕ}(C) = 0, C = C^{\text{бал}}.$$

Область цін $C > C^{\text{бал}}$ означає наявність попиту на електроенергію з цінами більш привабливими, ніж власний попит локального ринку. Таким чином, в інтервалі цін $C^{\text{бал}} < C \leq C_{\text{max}}^{\text{поп}}$ локальний ринок електроенергії набуває властивості експорту електроенергії на ринки з цінами $C > C^{\text{бал}}$. Потенціал експорту електроенергії локального ринку для відображеного на рисунку 4.2,а відношення між попитом та пропозицією обчислюватиметься за формулою:

$$\Phi\text{ЧЕ}(C) = P^{\text{проп}}(C_{\text{max}}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C), C^{\text{бал}} < C \leq C_{\text{max}}^{\text{поп}}.$$

Для рівня цін $C > C_{\text{max}}^{\text{поп}}$ власний попит на електроенергію повністю витісняється більш вигідним попитом інших ринків і вся пропозиція електроенергії спрямовується на задоволення експортного потенціалу:

$$\Phi\text{ЧЕ}(C) = P^{\text{проп}}(C_{\text{max}}^{\text{проп}}), C > C_{\text{max}}^{\text{поп}}.$$

Математична модель $\Phi\text{ЧЕ}$ для наведеного на рисунку 4.2,а відношення між попитом та пропозицією матиме вигляд:

$$\Phi\text{ЧЕ}(C) = \begin{cases} -P^{\text{поп}}(C_{\text{min}}^{\text{поп}}), C < C_{\text{min}}^{\text{проп}} \\ P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C_{\text{min}}^{\text{поп}}), C_{\text{min}}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\text{max}}^{\text{проп}} \\ P^{\text{дисбал}} = P^{\text{проп}}(C_{\text{max}}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C_{\text{min}}^{\text{поп}}), C_{\text{max}}^{\text{проп}} < C < C_{\text{min}}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\text{max}}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C), C_{\text{min}}^{\text{поп}} \leq C < C^{\text{бал}} \\ 0, C = C^{\text{бал}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\text{max}}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C), C^{\text{бал}} < C \leq C_{\text{max}}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\text{max}}^{\text{проп}}), C > C_{\text{max}}^{\text{поп}} \end{cases} \quad (4.1)$$

Як видно з (4.1), з математичної точки зору, точка переходу графіка $\Phi\text{ЧЕ}$ від області імпорту до області експорту $C = C^{\text{бал}}$ має виключно символічне значення. В ціновому діапазоні $C_{\text{min}}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\text{max}}^{\text{поп}}$ функція $\Phi\text{ЧЕ}$ розраховується як різниця між максимальним значенням пропозиції електроенергії та значенням попиту на електроенергію для заданого рівня ціни C : $P^{\text{проп}}(C_{\text{max}}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C)$. Таким чином, (4.1) можливо узагальнити до вигляду:

$$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = \begin{cases} -P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}}), C < C_{\min}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}}), C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}} \\ P^{\text{дисбал}} = P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}}), C_{\max}^{\text{проп}} < C < C_{\min}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C), C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}), C > C_{\max}^{\text{поп}} \end{cases} \quad (4.2)$$

Для наочності введемо означення максимальних обсягів попиту та пропозиції, значення яких достатньо розрахувати один раз перед аналізом відповідних функцій. Максимальний обсяг попиту $P_{\max}^{\text{поп}}$ дорівнює сумі всіх заявок з купівлі електроенергії, поданих до участі в торгах. За сформованої функції попиту $P^{\text{поп}}(C)$ максимальний його обсяг можна розрахувати як:

$$P_{\max}^{\text{поп}} = P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}})$$

Аналогічно максимальний обсяг пропозиції $P_{\max}^{\text{проп}}$ дорівнює сумі всіх заявок з продажу електроенергії, поданих до участі в торгах. За сформованої функції пропозиції $P^{\text{проп}}(C)$ максимальний її обсяг можна розрахувати як:

$$P_{\max}^{\text{проп}} = P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}})$$

Так само обсяг дисбалансу між попитом та пропозицією розраховується один раз перед аналізом функцій попиту та пропозиції:

$$P^{\text{дисбал}} = P_{\max}^{\text{проп}} - P_{\max}^{\text{поп}}$$

Тоді (4.2) набуває вигляду:

$$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = \begin{cases} -P_{\max}^{\text{поп}}, C < C_{\min}^{\text{проп}} \\ P^{\text{проп}}(C) - P_{\max}^{\text{поп}}, C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}} \\ P^{\text{дисбал}}, C_{\max}^{\text{проп}} < C < C_{\min}^{\text{поп}} \\ P_{\max}^{\text{проп}} - P^{\text{поп}}(C), C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} \\ P_{\max}^{\text{проп}}, C > C_{\max}^{\text{поп}} \end{cases} \quad (4.3)$$

На рисунку 4.2,а подано ситуацію, коли сумарний обсяг попиту більший за сумарний обсяг пропозиції. Протилежну ситуацію, коли сумарний обсяг попиту менший за сумарний обсяг пропозиції наведено на рисунку 4.2,б.

Здійснюючи аналогічний аналіз ємності імпорту та потенціалу експорту для наведеного на рис. 4.2,б відношення між попитом та пропозицією, приходимо до

математичної моделі (4.3). Таким чином, математична модель (4.3) може використовуватись для обох розглянутих випадків.

Розглянемо ситуацію, коли графіки попиту та пропозиції не перетинаються, але $C_{max}^{prop} > C_{min}^{pop}$, як показано на рисунку 4.2,в. Особливістю відображеного на рисунку 4.2,в випадку є діапазон цін $C_{min}^{pop} \leq C \leq C_{max}^{prop}$. В даному діапазоні цін крива ФЧЕ формується за класичним правилом як різниця між значеннями обсягів попиту і пропозиції:

$$\text{ФЧЕ}(C) = P^{prop}(C) - P^{pop}(C), C_{min}^{pop} \leq C \leq C_{max}^{prop}.$$

За результатами аналізу відображених на рисунку 4.2 відношень між графіками попиту та пропозиції на електроенергію зроблено наступні висновки.

1. Класичне правило розрахунку функції ФЧЕ як різниця між значеннями функцій пропозиції та попиту на електроенергію при заданому значенні ціни є коректним лише для області цін, де визначені функції і попиту і пропозиції.

2. Графік ФЧЕ в області цін, де визначено лише функцію пропозиції електроенергії, відтворює графік функції пропозиції в цій області цін.

3. Графік ФЧЕ в області цін, де визначено лише функцію попиту на електроенергію, відтворює графік функції, оберненої до функції попиту в цій області цін.

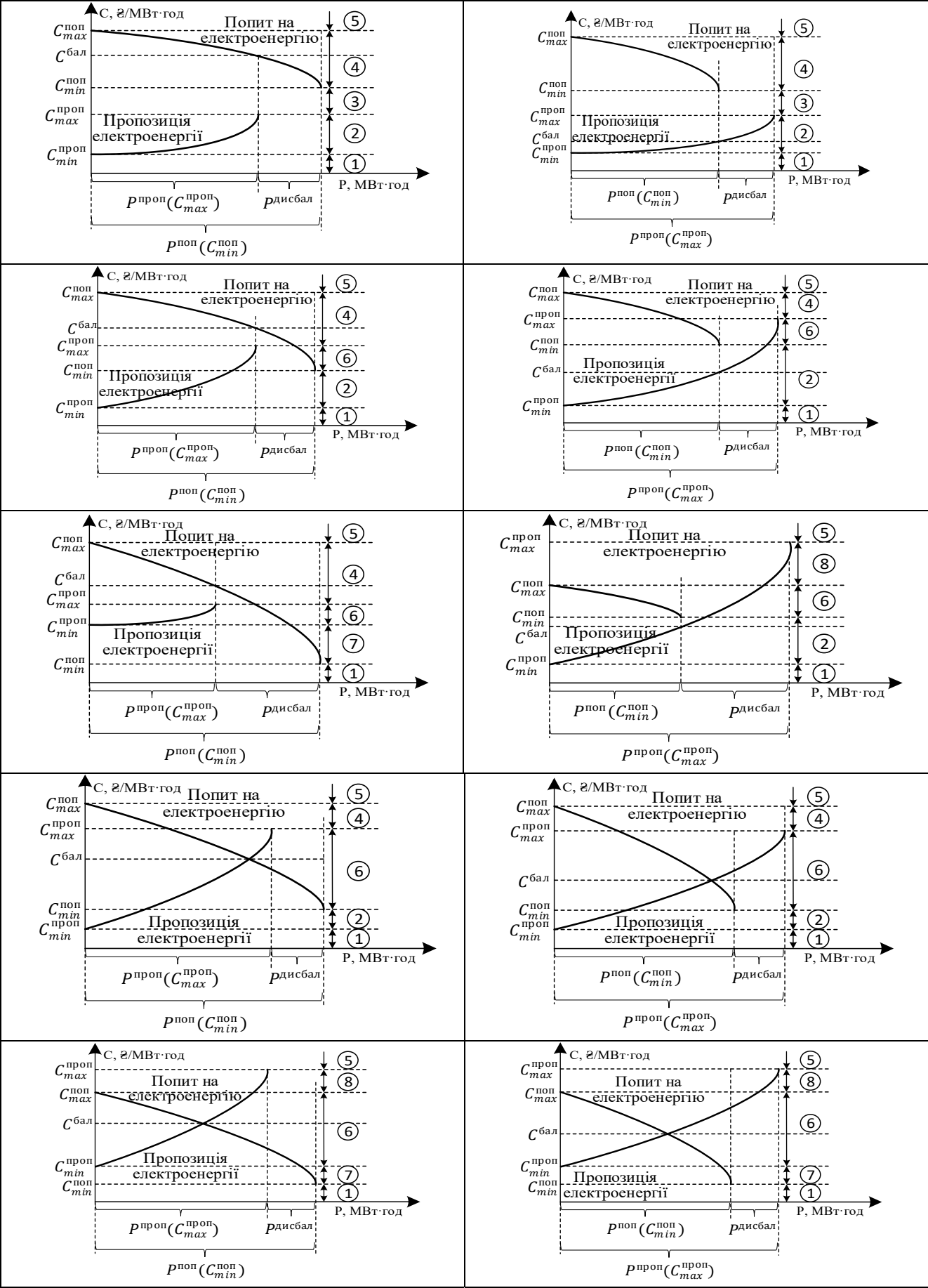
4. Якщо графіки функцій попиту та пропозиції електроенергії не перетинаються та не мають спільної області цін, то графік функції ФЧЕ додатково зміщується паралельно осі обсягів електроенергії на величину дисбалансу обсягів електроенергії – різницю між значеннями максимальної пропозиції та максимального попиту.

5. В усіх випадках графік ФЧЕ перетинається з віссю ціни в точці граничної ціни, визначеної за класичними правилами розрахунку таких цін [181].

Для відображених на рисунку 4.2 графіків попиту та пропозиції електроенергії виділено вісім інтервалів цін, в яких розрахунок ФЧЕ має свої особливості. Графічне відображення таких областей зведено до таблиці 4.1, а математичний їх опис – до таблиці 4.2.

Таблиця 4.1

Типові діапазони ФЧЕ



Враховуючи наведені в таблиці 4.2 відношення, маємо формулу розрахунку значення функції ФЧЕ, яка враховує всі відношення між попитом та пропозицією електроенергії, які можуть скластися під час торгів:

$$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = \begin{cases} -P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}}), C < C_{\min}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}}), C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}}), C > C_{\max}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C), C > C_{\max}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}), C > C_{\max}^{\text{проп}}; C > C_{\max}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C), C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} \\ -P^{\text{поп}}(C), C < C_{\min}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C), C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C > C_{\max}^{\text{поп}} \end{cases} \quad (4.4)$$

Таблиця 4.2

Моделі типових діапазонів ФЧЕ

Інтервал	Відношення цін	Формула розрахунку ФЧЕ
1	$C < C_{\min}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = -P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}})$
2	$C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}})$
3	$C > C_{\max}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}})$
4	$C > C_{\max}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}) - P^{\text{поп}}(C)$
5	$C > C_{\max}^{\text{проп}}; C > C_{\max}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}})$
6	$C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C)$
7	$C < C_{\min}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = -P^{\text{поп}}(C)$
8	$C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C > C_{\max}^{\text{поп}}$	$\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = P^{\text{проп}}(C)$

Як видно з (4.4), чисельні значення функцій попиту та пропозиції електроенергії, які використовуються для розрахунку графіка ФЧЕ, залежать від відношень ціни, для якої виконується розрахунок ФЧЕ, з граничними значеннями цін графіків попиту та пропозиції. Таким чином можливо використати універсальну формулу розрахунку значень ФЧЕ як $\Phi_{\text{ЧЕ}}(C) = P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C)$, якщо ввести додаткові умови розрахунків значень функцій попиту та пропозицій.

Використовуючи зведені до таблиці 4.2 умови, визначаємо додаткові умови розрахунку функцій попиту та пропозиції електроенергії як:

$$P^{\text{проп}}(C) = \begin{cases} 0, C < C_{\min}^{\text{проп}} \\ P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C) \\ P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}), C > C_{\max}^{\text{проп}} \end{cases} \quad (4.5)$$

$$P^{\text{поп}}(C) = \begin{cases} 0, C > C_{\max}^{\text{поп}} \\ P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C) \\ P^{\text{поп}}(C_{\min}^{\text{поп}}), C < C_{\min}^{\text{поп}} \end{cases}$$

Чисельні значення виразів у додаткових умовах (4.5) розраховуються до початку аналізу графіку функцій ФЧЕ. Їх використання зменшує кількість обчислювальних дій під час розрахунків графіку ФЧЕ. Проте, при цьому збільшується обсяг операцій з перевірки належності заданого значення ціни відповідним (4.5) діапазнам. Тому алгоритмічна ефективність використання умов (4.5) викликає сумніви.

Більш ефективним з точки зору зменшення дій при розрахунках чисельних значень ФЧЕ є інший шлях. Частина значень функцій попиту та пропозиції в (4.4) є незмінними виразами, які можливо розрахувати перед початком аналізу попиту та пропозиції. Введемо формальне визначення цих значень:

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{проп}} = P^{\text{проп}}(C_{\min}^{\text{проп}}) \\ P_{\max}^{\text{проп}} = P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{проп}}) \\ P_{\min}^{\text{поп}} = P^{\text{проп}}(C_{\max}^{\text{поп}}) \\ P_{\max}^{\text{поп}} = P^{\text{проп}}(C_{\min}^{\text{поп}}) \end{cases} \quad (4.6)$$

З урахуванням (4.6), система (4.4) набуває вигляду:

$$\text{ФЧЕ}(C) = \begin{cases} -P_{\max}^{\text{поп}}, C < C_{\min}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}} & (1) \\ P^{\text{проп}}(C) - P_{\max}^{\text{поп}}, C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}} & (2) \\ P_{\max}^{\text{проп}} - P_{\max}^{\text{поп}}, C > C_{\max}^{\text{проп}}; C < C_{\min}^{\text{поп}} & (3) \\ P_{\max}^{\text{проп}} - P^{\text{поп}}(C), C > C_{\max}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} & (4) \\ P_{\max}^{\text{проп}}, C > C_{\max}^{\text{проп}}; C > C_{\max}^{\text{поп}} & (5) \\ P^{\text{проп}}(C) - P^{\text{поп}}(C), C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} & (6) \\ -P^{\text{поп}}(C), C < C_{\min}^{\text{проп}}; C_{\min}^{\text{поп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{поп}} & (7) \\ P^{\text{проп}}(C), C_{\min}^{\text{проп}} \leq C \leq C_{\max}^{\text{проп}}; C > C_{\max}^{\text{поп}} & (8) \end{cases} \quad (4.7)$$

В той час, як (4.4) та (4.5) мають більш універсальний математичний опис, (4.6) більш зручна для практичних розрахунків, оскільки частину значень функцій

попиту та пропозиції достатньо розрахувати один раз перед початком формування ФЧЕ, а для цінових інтервалів 1, 3 та 5 (табл. 4.2) можливо заздалегідь визначити значення функції ФЧЕ. Таким чином, використання (4.6) та (4.7) дозволяє суттєво зменшити обсяг обчислень під час порівняння графіків ФЧЕ різних цінових областей.

4.2 Особливості аналізу цінових заявок різних типів при побудові функцій чистого експорту

У розділі 4.1 наведені математичні моделі ФЧЕ, сформовані в за умови, коли функції попиту та пропозиції відображаються безперервними функціями. В дійсності форми графіків попиту та пропозиції електроенергії залежать від типів цінових заявок, поданих учасниками ринку електроенергії для участі в торгах. Розглянемо особливості врахування цінових заявок різних типів при побудові графіку ФЧЕ.

На біржах європейських країн для участі в погодинному двосторонньому аукціоні подаються цінові заявки на купівлю чи продаж електроенергії наступних основних типів [182]:

- а) цінові заявки лінійного типу;
- б) цінові заявки ступінчатого типу;
- в) ціноприймальні заявки.

Використання цінових заявок лінійного типу на погодинному двосторонньому аукціоні суттєво спрощує принципи побудови графіка ФЧЕ (рис. 4.3). Дійсно, якщо функції попиту та пропозиції електроенергії задано множиною ліній, кожна з яких визначається двома парами «ціна; обсяг», то побудова функції ФЧЕ зводиться до формування впорядкованої множини цінових пар «ціна; обсяг», в яких обсяг розраховується по наведеним у попередньому розділі формулам. При порівнянні ФЧЕ різних цінових областей, чисельне значення ФЧЕ для будь-якої ціни розраховується шляхом лінійної апроксимації між двома «сусідніми» ціновими парами в ряду відповідної ФЧЕ.

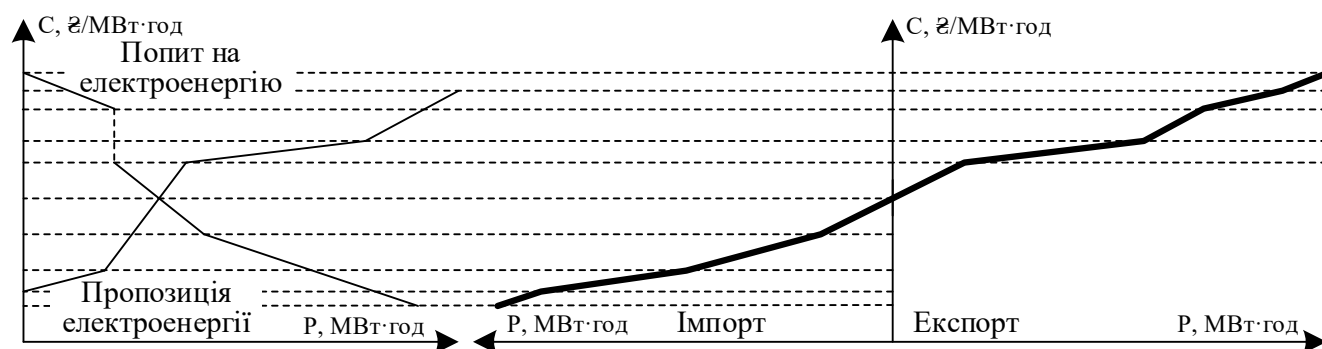


Рис. 4.3. Побудова ФЧЕ для лінійних графіків попиту та пропозиції

Слід зазначити, що функції попиту та пропозиції електроенергії в загальному випадку є перервними по осі ціни. Так на рисунку 4.4 зображено графік перервної функції попиту на електроенергію. Проте, графік ФЧЕ буде перервним по осі ціни на електроенергію лише в тих інтервалах цін, де перервними є як функція попиту, так і функція пропозиції.

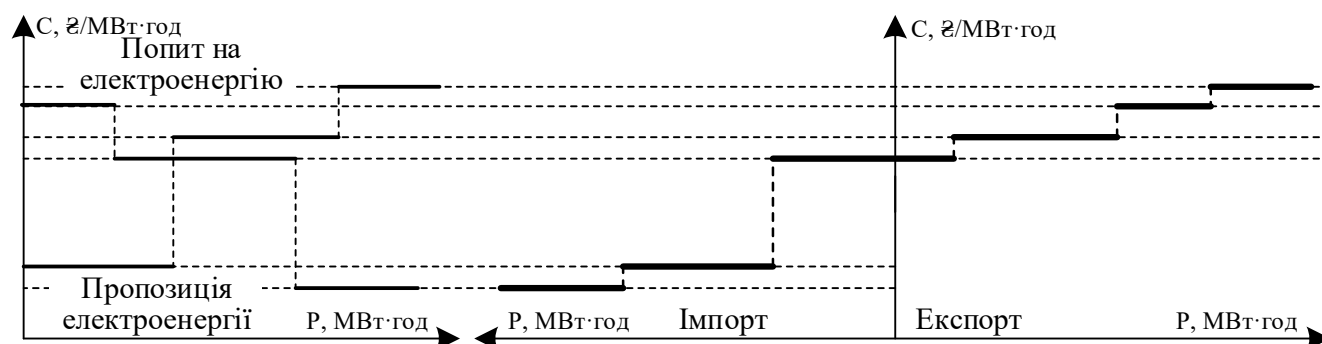


Рис. 4.4. Побудова ФЧЕ для ступінчатих графіків попиту та пропозиції

Аналогічно формується графік ФЧЕ, якщо функції попиту та пропозиції формуються з цінових заявок ступінчатого типу. Так само, як і в попередньому випадку, ФЧЕ формується з упорядкованої множини пар «ціна; обсяг». Особливістю ступінчатого графіка ФЧЕ є наявність двох пар «ціна; обсяг» для кожної «сходинки» графіка. Значення обсягів електроенергії таких пар розраховуються як максимальна та мінімальна різниця обсягів електроенергії, розраховані по формулам, наведеним в розділі 4.1.

Не складно визначити принципи розрахунку значень функції ФЧЕ для функцій попиту і пропозиції, що складаються з цінових заявок лінійного та ступінчатого типів. Більш докладно способи аналізу цінових заявок обох типів розглядатимуться при розробці методів та алгоритмів формування та порівняння ФЧЕ.

На європейських біржах електроенергії активно використовуються так звані ціноприймальні заявки. Так заявки на купівлю чи продаж електроенергії «за будь-якою» ціною» подаються безпосередньо учасниками торгів. Крім того, для аналізу погодинних аукціонів, ціноприймальні заявки використовуються для відображення обсягів купівлі/продажу електроенергії, визначених цінових заявках більш складних типів, аналіз яких виходить за межі погодинного аукціону в окремій ціновій області.

Як показано на рисунку 4.5, заявки ціноприймального типу не впливають на форму графіка ФЧЕ, а врахування зазначених в цих заявках обсягів електроенергії призводить до зміщення ФЧЕ паралельно осі імпорту/експорту електроенергії. Дійсно, врахування заявки ціноприймального типу на продаж електроенергії призводить до зміщення графіка пропозиції праворуч паралельно осі обсягу електроенергії на величину, що дорівнює обсягу, зазначеному в ціноприймальній заявці (рис. 4.5).

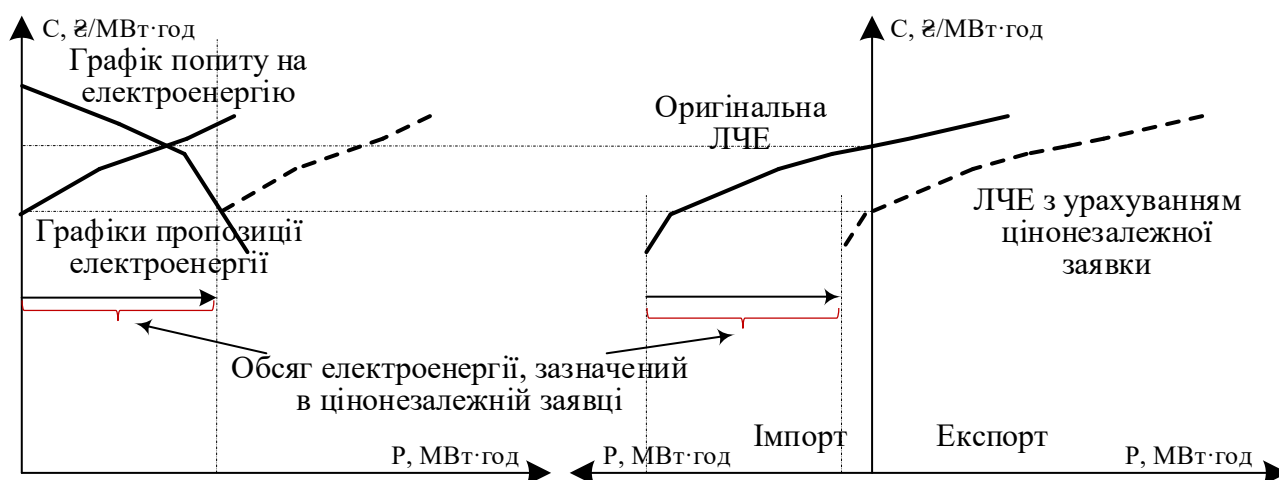


Рис. 4.5. Побудова ФЧЕ з урахуванням ціноприймальних заявок

Графік ФЧЕ, як відображення різниці між графіками пропозиції та попиту електроенергії при цьому лише зміщується праворуч паралельно осі імпорту/експорту електроенергії, оскільки для кожного рівня ціни значення різниці між попитом та пропозицією алгебраїчно змінюється на однакову величину, що чисельно дорівнює зазначеному в ціноприймальній заявці обсягу продажу електроенергії. Аналогічно врахування ціноприймальної заявки на купівлю електроенергії призводить до зміщення графіка ФЧЕ ліворуч паралельно осі імпорту/експорту електроенергії на величину обсягу, зазначену в цій заявці.

Описана вище властивість ціноприймальних заявок використано в моделях DMC [166] та TLC [170] для роздільного аналізу блокових заявок і мережевих обмежень. Таким чином, заявки ціноприймального типу не враховуються при побудові графіка функції ФЧЕ. Визначені в заявках цього типу обсяги використовуються при обчисленні значень Чистої позиції (Net Position – NP) при порівнянні ФЧЕ різних цінових областей.

4.3 Аналіз властивостей функцій чистого експорту для розв’язання задачі сполучення двох ринків електроенергії

В розділі 4.2 виконано аналіз впливу співвідношень графіків функцій попиту та пропозиції електроенергії на форму графіка ФЧЕ. В даному розділі буде виконаний аналіз властивостей ФЧЕ з точки зору сполучення двох ринків електроенергії, тобто – властивості ФЧЕ як засобу розв’язання задачі розрахунку потоків електроенергії між об’єднуваними ринками. При цьому, для спрощення аналізу, передбачається наявність на аукціонах об’єднаних ринків тільки цінових заявок простих типів. Відповідно до постановки задачі, аналіз цінових заявок складних типів виконуватиметься як окрема задача [183].

Аналіз графіків ФЧЕ для двох цінових областей дозволяє безпосередньо визначити обсяг обміну електроенергією між цими областями. При цьому точка перетину графіка ФЧЕ однієї області з графіком інвертованої ФЧЕ другої області відображає безпосередньо результуючу ціну для об’єднаних областей. Однак, не

у всіх випадках два графіки ФЧЕ мають точку перетину. В цьому розділі будуть досліджені, перш за все, крайні ситуації, коли різниця між цінами двох об'єднаних областей занадто велика і можливості імпорту/експорту цих областей не достатні для перетину графіків ФЧЕ. Також буде досліджено вплив обмежень пропускної спроможності на графіки ФЧЕ. Вище перераховані чинники будуть розглянуті з точки зору їх впливу на результати торгів. Для наочності, аналіз буде виконуватися по зображенням графіків досліджуваних ФЧЕ.

Аналіз графіків ФЧЕ, в яких цінові діапазони не пересікаються.

Нехай в двох об'єднаних областях роздільно спостерігається баланс попиту і пропозиції, демонстрований на рисунку 4.6.

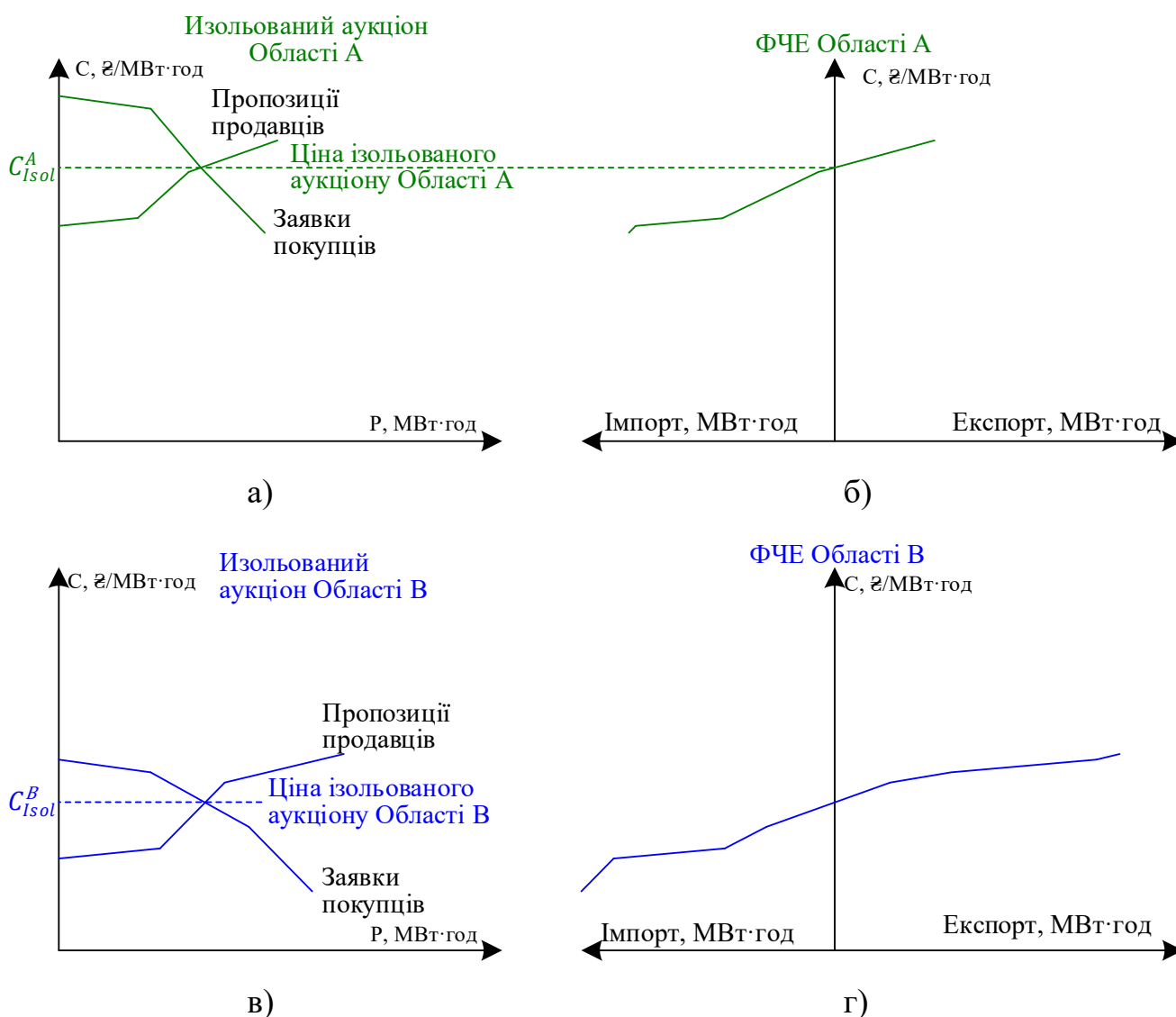


Рис. 4.6. Приклад побудови ФЧЕ сполучуваних областей за відсутності перетину діапазонів цін

Так на рисунку 4.6, а) наведена графічна ілюстрація ізолюваного аукціону Області А. Графік ФЧЕ, сформований для області А, наведено на рисунку 4.6, б). Аналогічно, графічна ілюстрація ізолюваного аукціону Області В наведена на рисунку 4.6, в), а графік ФЧЕ для Області В – на рисунку 4.6, г). У випадку ізолюваного функціонування двох аукціонів, в Області А встановлюється ціна C_{Isol}^A , а в Області В – C_{Isol}^B . Для зображеного на рисунку 4.6 випадку характерна нерівність: $C_{Isol}^A \gg C_{Isol}^B$, тобто рівноважна ціна в Області А істотно вища за рівноважну ціну в Області В.

Аналіз сполучення Областей А та В для відображеного на рисунку 4.6 випадку дає неоднозначний результат. Як показано на рисунку 4.7, графіки інвертованої ФЧЕ Області А та ФЧЕ Області В не перетинаються.

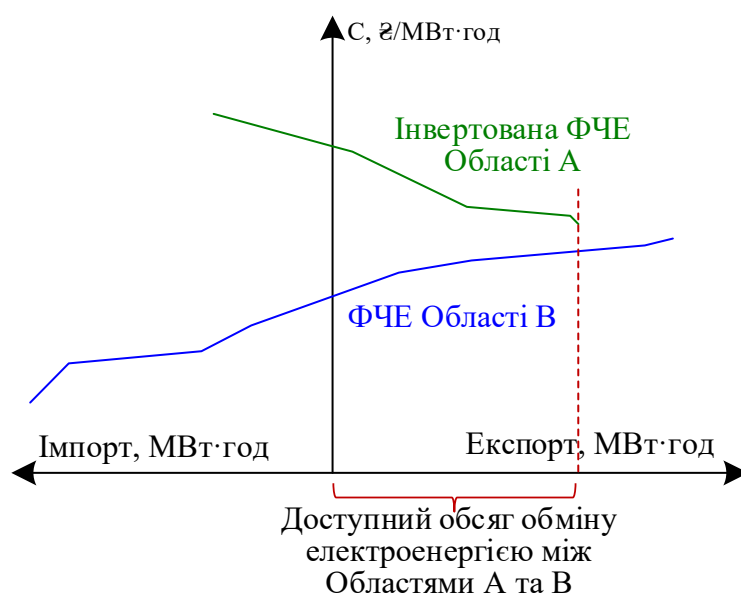


Рис. 4.7. Приклад співвідношення між ФЧЕ Областей А та В

У той час, як Області А і В мають деякий потенціал імпорту/експорту електроенергії, діапазоні цін в цих двох областях не пересікаються. За наведеними на рисунку 4.7 графіками можливо судити тільки про доступні обсяги обміну електроенергією між цими Областями. Так експортний потенціал Області В більш ніж достатній для повного покриття ємності імпорту Області А.

Припустимо, що міжсистемний зв'язок між Областями А і В має пропускну спроможність, достатню для реалізації будь-якого балансу попиту та пропозиції в об'єднаних областях. Тоді результат спільного аукціону двох областей буде мати вигляд, зображений на рисунку 4.8.

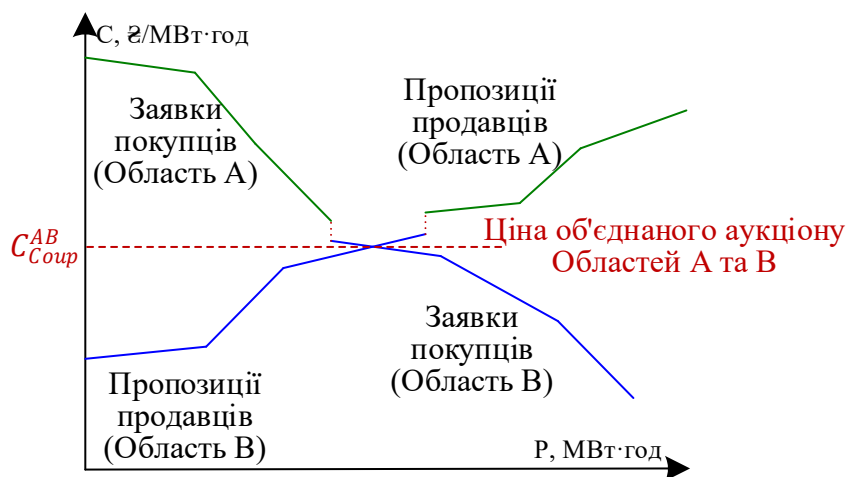


Рис. 4.8. Приклад об'єднаного аукціону областей А та В

Як видно, з рисунку 4.8, за результатами торгів на спільному аукціоні для Областей А та В, вдається сформулювати єдину ціну C_{Cour}^{AB} . Однак, сам результат спільних торгів виявляється неоднозначним. Якщо розглядати результат з позиції єдиного аукціону, де учасники торгів лише номінально розділяються за деякими територіальним принципам, то наведена на рисунку 4.8 ситуація є допустимим результатом торгів.

Розглянемо результат спільних торгів з точки зору двох територіально та організаційно розділених областей А та В, які здійснюють торгівлю електроенергією між собою шляхом реалізації неявного аукціону. Графічна ілюстрація результатів таких торгів окремо для кожної об'єднуваної області наведена на рисунку 4.9.

На рисунку 4.9.а показаний результат спільних торгів для Області А. Тут імпорт електроенергії з Області В еквівалентний вставці деякої додаткової цінової пропозиції від узагальненого продавця Області В з сумарним обсягом $V_{Cour}^{B \rightarrow A}$, рівним обсягу імпорту для Області А. В результаті торгів, цінові пропозиції продавців в Області А повністю витісняються імпортом електроенергії з Області В. Така ситуація може скластися на ринку електроенергії в Італії, де виробники

використовують дорогу імпортовану сировину і апріорі не можуть конкурувати з виробниками інших країн. В результаті, з політичної точки зору, є підстави вважати результати вільних торгів в області А недійсними та запровадити додаткові правила, якими надаватимуться преференції власним виробникам електроенергії. Такі дії протирічать концепції цільової моделі загальноєвропейського ринку електроенергії про вільну недискримінаційну участь всіх учасників ринку, але на сьогоднішній день це – досить розповсюджена практика функціонування національних ринків електроенергії.

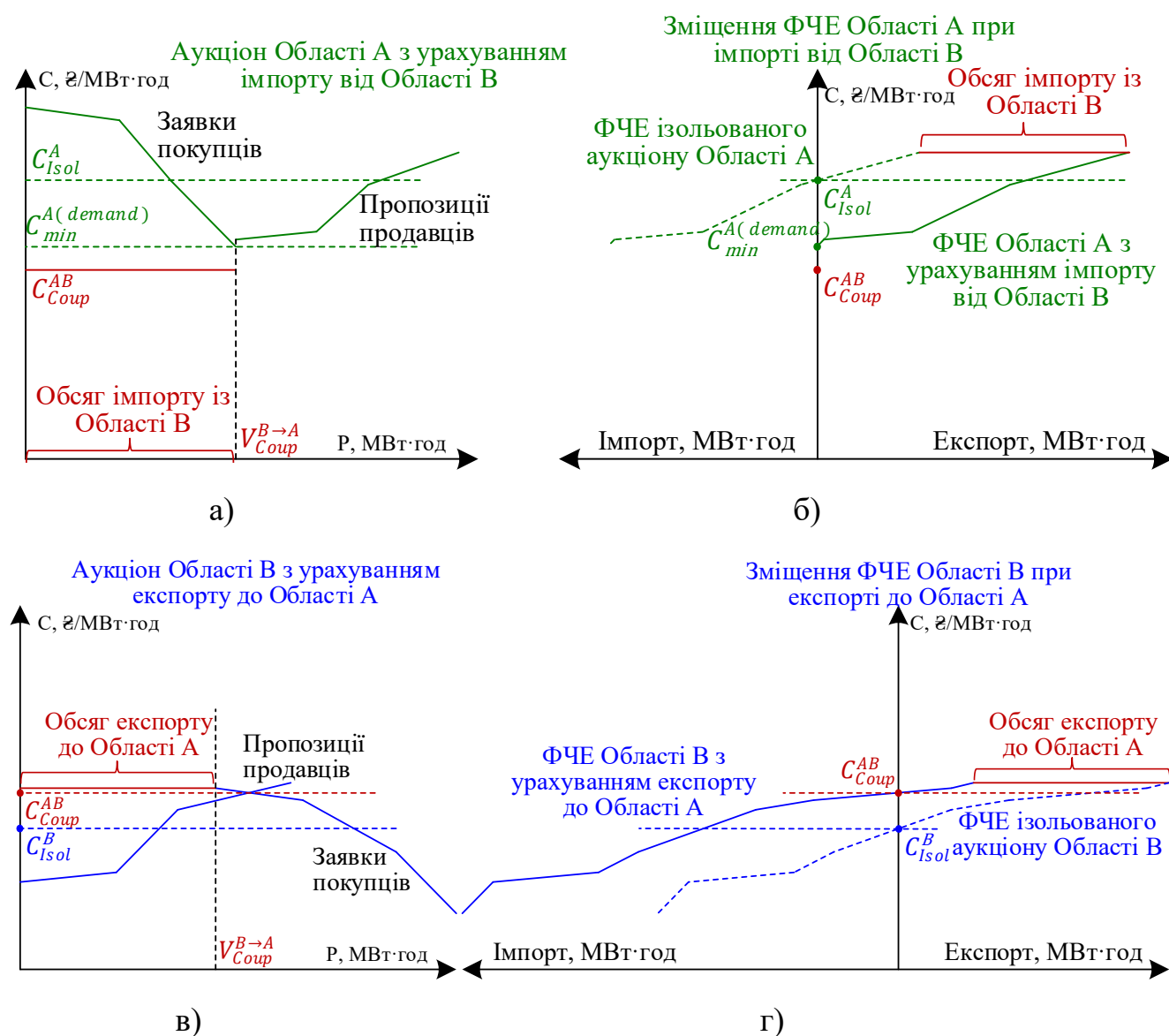


Рис. 4.9. Приклад зміщення позицій ФЧЕ при врахуванні обміну електроенергією між областями А та В

Крім того, для зображених на рисунку 4.9, а) результатів торгів виникає питання про ціноутворення. Дійсно, для області А реальним ціноутворюючим фактором є цінові позиції, зазначені в заявках на купівлю електроенергії. З цієї точки зору, гранична ціна має встановлюватись за найнижчою ціною попиту $C_{min}^{A(demand)}$. З іншого боку, ціна на електроенергію в Області А повинна відповідати граничній ціні C_{Cour}^{AB} , розрахованій як результат торгів на спільному аукціоні. Можливий і третій варіант трактування правил ціноутворення. Оскільки лінії попиту і пропозиції на рисунку 4.9, а) не перетинають одна одну, то в якості граничної ціни встановлюється середнє арифметичне від двох вищевказаних цін (найдешевшого задоволеного попиту і найдорожчої прийнятої пропозиції). Четвертим можливим варіантом трактування класичних правил розрахунку результатів торгів на двосторонньому аукціоні є залучення правила встановлення граничної ціни відповідно до вартості розірваного лоту. Дійсно, як видно з рисунку 4.9, г), в результаті торгів потенціал експорту Області В не вичерпується і ціноутворювальним фактором торгів Області А в даному випадку мають бути цінові пропозиції Області В.

Розглянемо особливості взаємодії функцій попиту та пропозиції та сформованих на їх основі графіків ФЧЕ з огляду на результати реалізації спільних торгів. Як видно з рисунку 4.9, б), в результаті прийняття узагальненої заявки на імпорт електроенергії з області В, графік ФЧЕ Області А зміщується по горизонталі вправо відповідно обсягу імпорту $V_{Cour}^{B \rightarrow A}$. Положення отриманої в результаті ФЧЕ свідчить про повне вичерпання потенціалу імпорту електроенергії в Області А. За результатами торгів графік ФЧЕ Області А (рис. 4.9, б) дотикається до осі ціни в точці $C_{min}^{A(demand)}$.

Таким чином, визначення ціни на електроенергію в Області А за графіком власної ФЧЕ дає адекватний результат тільки для випадку, коли для зображеної на рисунку 4.9, а) ситуації гранична ціна визначається за значенням найдешевшого задоволеного попиту. Такий принцип ціноутворення відповідає припущенням про те, що обсяги імпорту електроенергії в Області А подано на аукціоні

ціноприймальною пропозицією і, за сформованого балансу попиту і пропозиції, ціноутворювальним фактором на торгах є останній задоволений попит електроенергії. Для Області В експорт електроенергії в Область А еквівалентний подачі для участі в торгах додаткової заявки на купівлю електроенергії з обсягом $V_{Cour}^{B \rightarrow A}$. Як видно з рисунку 4.9, в), гранична ціна в Області В однозначно визначається в точці перетину кривих пропозиції і попиту (з урахуванням продажу електроенергії в область А). Фактично, як видно з графіків на рисунку 4.8, на спільному аукціоні рівноважна ціна визначається поданнями області В. Таким чином, саме подання області В є ціноутворювальними для відображеного на рисунках 4.6 – 4.9 сполученням двох ринків. Як видно з рисунку 4.9, г), врахування експорту електроенергії в Область А призводить до зміщення графіку ФЧЕ Області В по горизонталі вліво на величину, що відповідає обсягу експорту $V_{Cour}^{B \rightarrow A}$. В результаті графік ФЧЕ Області В перетинає вісь ціни в точці C_{Cour}^{AB} . На рисунку 4.10 показано, що графіки ФЧЕ двох областей, побудовані з урахуванням операцій імпорту/експорту, зміщені паралельно на величину $V_{Cour}^{B \rightarrow A}$ і так само, як графіки, складені для ізолюваних аукціонів, не перетинаються.

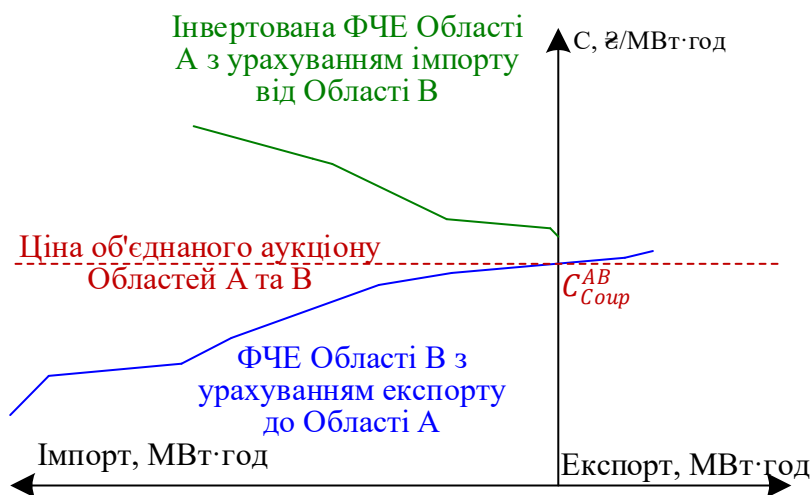


Рис. 4.10. Положення ФЧЕ Областей А та В з урахуванням обміну електроенергією

В зображеному на рисунках 4.6 – 4.10 прикладі обсяг експорту електроенергії з Області В до Області А визначається доступною в Області А ємністю імпорту.

Порівнюючи графіки ФЧЕ ізольованих аукціонів (рис. 4.7) і графіки ФЧЕ, сформовані за результатами торгів (рис. 4.10), сформулюємо загальне правило для даного і аналогічних випадків: *обсяг обміну електроенергією між двома об'єднуваними областями обмежується мінімальним значенням між двома характеристиками – ємністю імпорту області-імпортера та потенціалом експорту області-експортера.*

Аналіз графіків ФЧЕ, цінові діапазони яких перетинаються.

Розглянемо ситуацію, коли цінові діапазони двох об'єднуваних областей пересікаються, але графіки сформованих для них ФЧЕ не перетинаються. Нехай в двох ізольованих областях спостерігається баланс попиту і пропозиції, як показано на рисунку 4.11.

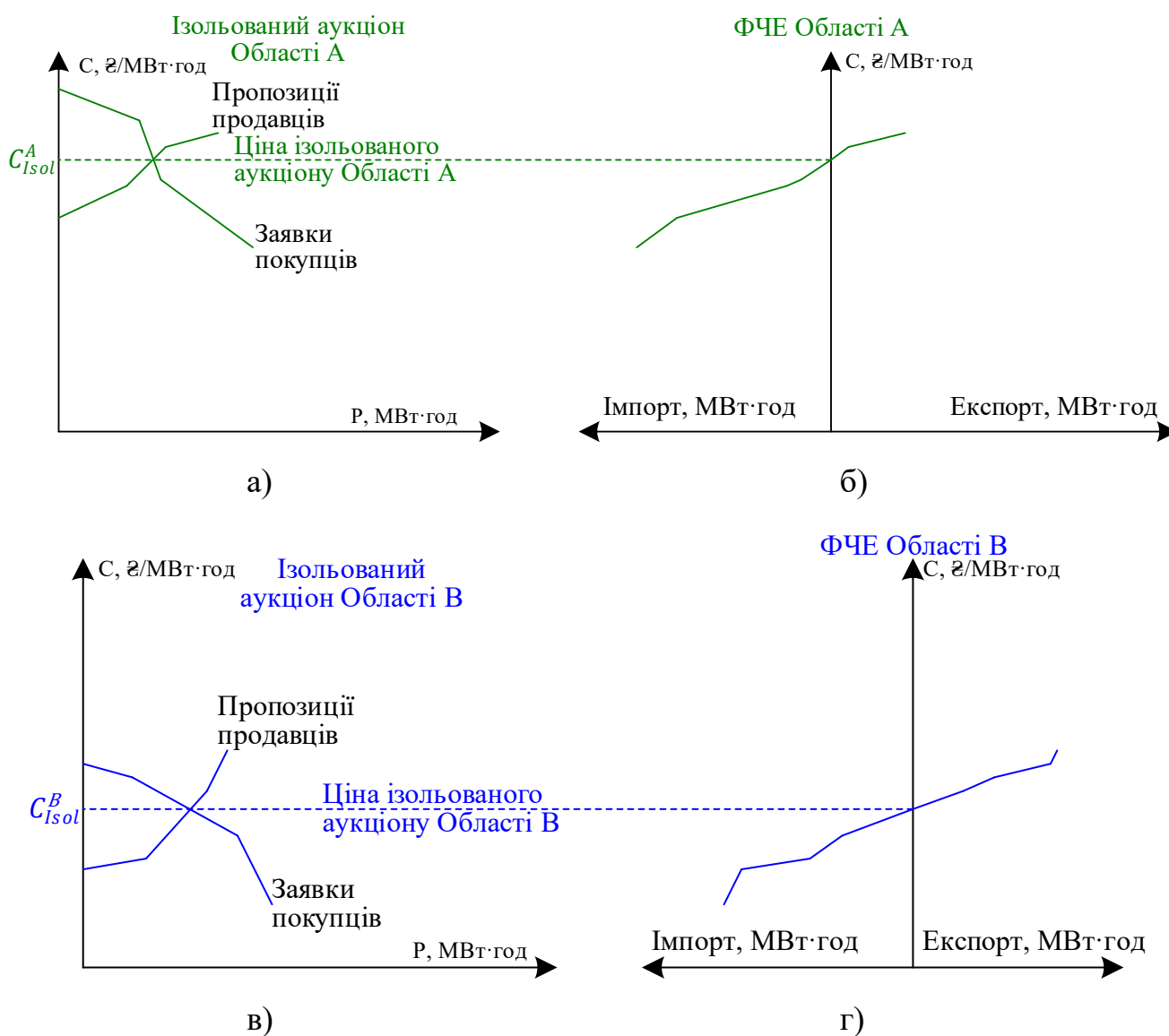


Рис. 4.11. Приклад побудови ФЧЕ сполучуваних областей за перетину цінових діапазонів

Так на рисунку 4.11,а наведено графічну ілюстрацію ізолюваного аукціону Області А. Графік ФЧЕ, сформований для області А, наводиться на рисунку 4.11,б. Аналогічно, графічна ілюстрація ізолюваного аукціону Області В приведена на рисунку 4.11,в, а графік ФЧЕ для Області В – на рисунку 4.11,г. У випадку ізолюваного функціонування двох аукціонів, в Області А встановлюється ціна C_{Isol}^A , а в Області В – C_{Isol}^B . Для відображеного на рисунку 4.11 випадку спостерігається нерівність: $C_{Isol}^A > C_{Isol}^B$, тобто рівноважна ціна в Області А вища за рівноважну ціну в Області В.

Аналіз результатів сполучення ринків електроенергії Областей А та В для відображеного на рисунку 4.11 випадку шляхом порівняння графіків двох ФЧЕ також дає неоднозначний результат. Дійсно, області А та В мають деякий потенціал імпорту/експорту електроенергії, причому діапазони цін цих двох областей пересікаються. Однак, як показано на рисунку 4.12, графік інвертованої ФЧЕ Області А і графік ФЧЕ Області В не перетинаються.

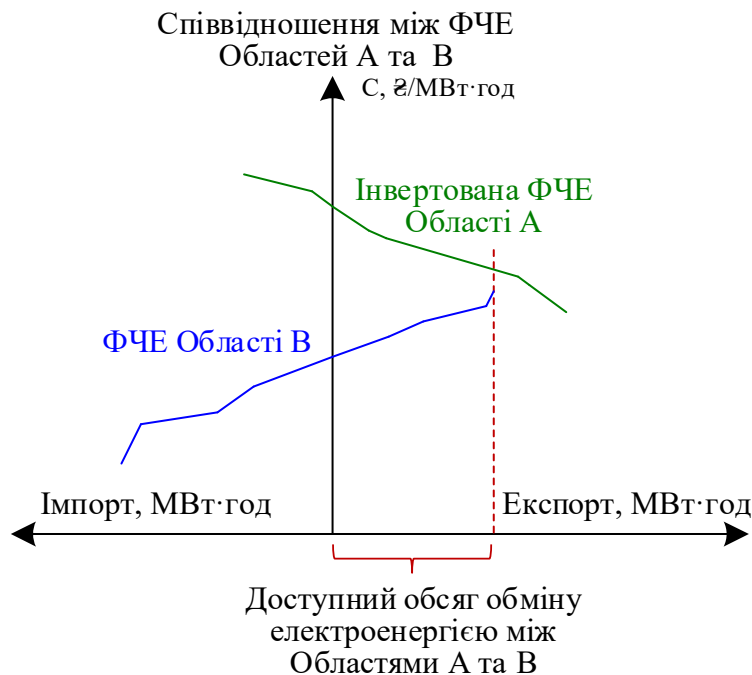


Рис. 4.12. Приклад відсутності перетину ФЧЕ за наявності перетину діапазонів цін

Для зображеного на рисунку 4.12 прикладу доступний обсяг обміну електроенергією між областями А та Б визначається максимальним значенням

потенціалом експорту області В. В результаті сполучення двох областей на єдиному аукціоні весь експортний потенціал повинен бути витрачений на часткову компенсацію ємності імпорту Області А.

Припустимо, що міжсистемний зв'язок між Областями А та В має пропускну спроможність, достатню для реалізації будь-якого балансу попиту та пропозиції електроенергії в об'єднаних областях. Тоді результат спільного аукціону для цих двох областей буде мати вигляд, зображений на рисунку 4.13.

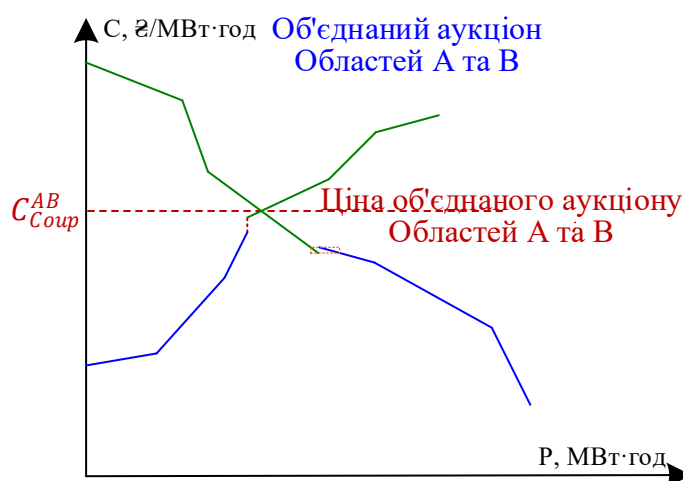


Рис. 4.13. Приклад спільного аукціону Областей А та В

Штриховими лініями на рисунку 4.13 виділено прямокутну область, де перетинаються цінові діапазони кількох цінових заявок на купівлю електроенергії. У виділеній області фрагменти цінових заявок об'єднуються в еквівалентну цінову заявку. Докладний опис принципів еквівалентування цінових заявок, а також правил їх прийняття достатньо широко висвітлено в друкованих джерелах, наприклад в [181].

Як видно, з рисунку 4.13, за результатами торгів на спільному аукціоні для Областей А і В вдається сформувати єдину ціну C_{Coop}^{AB} . Так само, як і у випадку, коли цінові діапазони ФЧЕ двох областей не пересікаються, наведена на рисунку 4.13 ситуація є допустимим результатом торгів, якщо розглядати результат з позиції єдиного аукціону, де учасники торгів лише номінально розділяються за деякими територіальним принципом.

Розглянемо результат спільних торгів з точки зору двох територіально та організаційно розділених областей А і В, які здійснюють обмін електроенергією шляхом реалізації неявного аукціону. Графічна ілюстрація результатів таких торгів окремо для кожної об'єднуваної області наведена на рисунку 2.14.

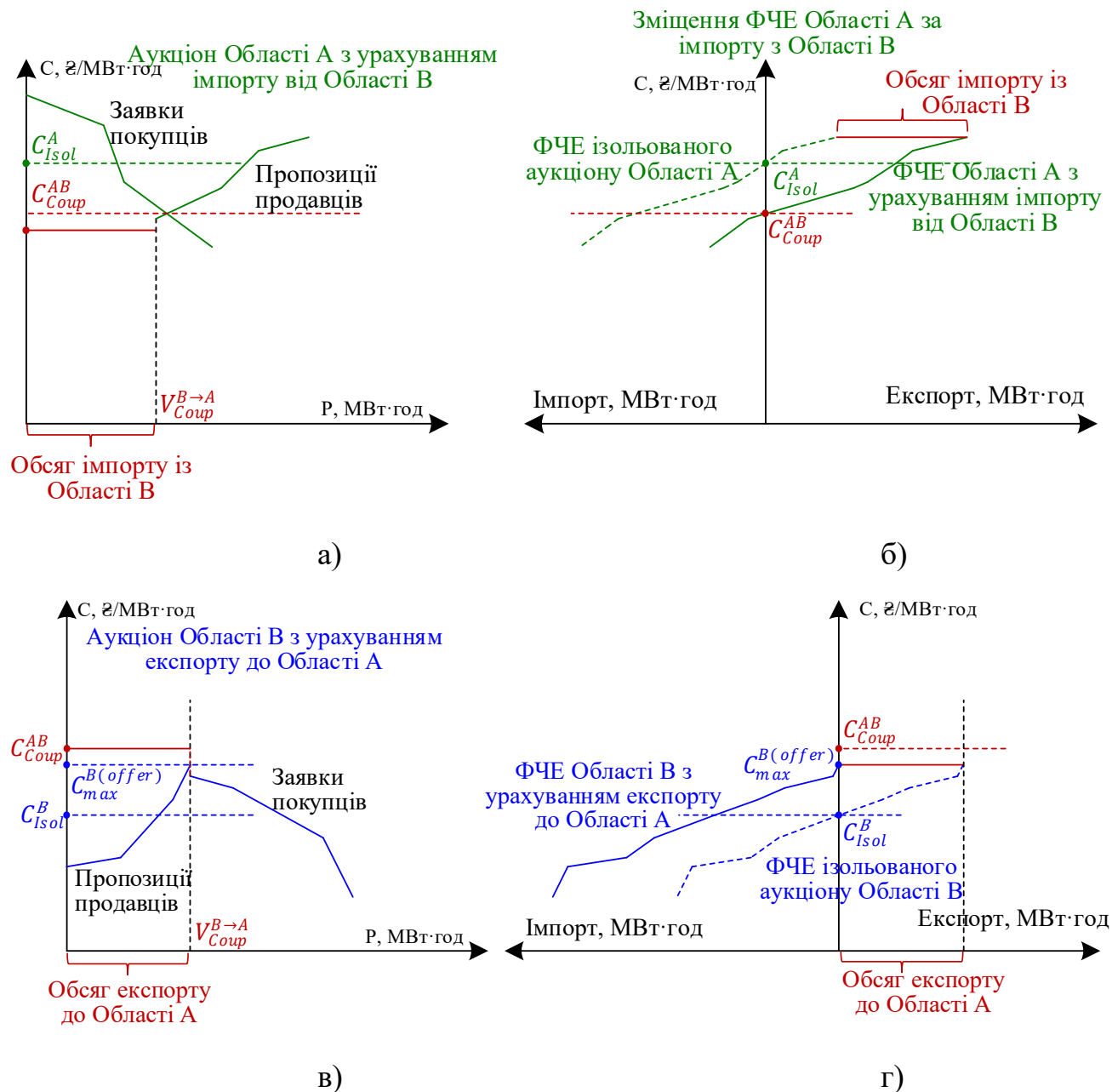


Рис. 4.14. Приклад зміщення позицій ФЧЕ при врахуванні обміну електроенергією між областями А та В

За результатами торгів на спільному аукціоні ціноутворювальними стають цінові подання Області А (рис. 4.14,а). При цьому графік ФЧЕ Області А, сформований з урахуванням імпорту електроенергії від Області В, перетинає вісь

цін в точці граничної ціни спільного аукціону C_{Coup}^{AB} (рис. 4.14,б). В Області В обсяг експорту $V_{Coup}^{B \rightarrow A}$ повністю витісняє власний попит на електроенергію (рис. 4.14,в), що призводить до невизначеності щодо граничної ціни в цій області. Графік ФЧЕ Області В, складений з урахуванням експорту електроенергії в Область А, перетинає вісь цін в точці максимальної ціни пропозиції області В $C_{max}^{B(offer)}$ (рис. 4.14,г). Положення отриманої в результаті ФЧЕ свідчить про повне вичерпання потенціалу експорту електроенергії в Області В. Причому, визначення ціни на електроенергію в Області В за відповідною ФЧЕ коректне тільки для випадку, коли для зображеної на рисунку 4.9,с ситуації гранична ціна визначається за значенням найдорожчої прийнятої пропозиції. Аналогічно попередньому прикладу (рис. 4.6 – 4.10), коректний розв'язок задачі розрахунку ціни в області В отримується лише у випадку припущення про те, що експорт електроенергії в Область А поданий на аукціоні Області В ціноприймальною заявкою і ціноутворювальним фактором залишається графік пропозицій.

Як видно з рисунку 4.15, графіки ФЧЕ двох областей, сформовані з урахуванням обсягів обміну електроенергією, зміщені паралельно осі імпорту/експорту електроенергії на величину $V_{Coup}^{B \rightarrow A}$ і також не перетинаються.

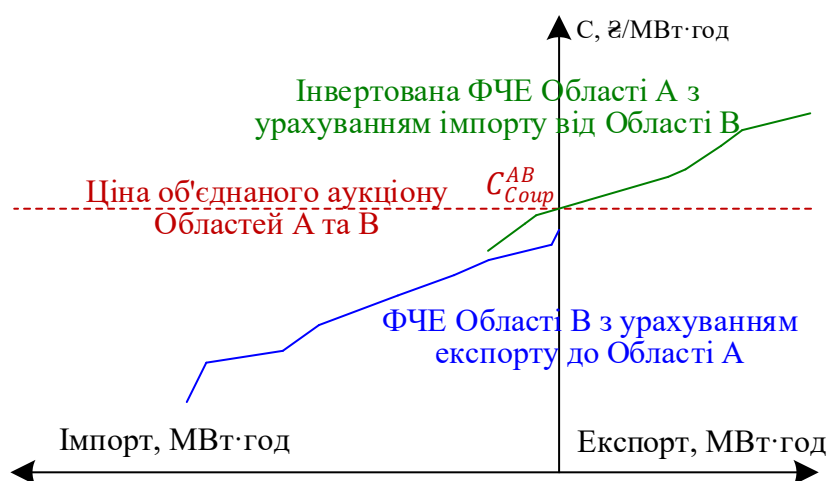


Рис. 4.15. Зміщення ФЧЕ сполучуваних областей А та В з урахуванням обсягів обміну електроенергією між ними

Для наведеного на рисунках 4.11 – 4.15 прикладу обсяг експорту електроенергії з Області В до Області А визначається доступним потенціалом

експорту Області В. Порівнюючи графіки ФЧЕ ізольованих аукціонів (рис. 4.12) і графіки ФЧЕ, сформовані за результатами торгів (рис. 4.15), можна сформулювати правило, яке повністю збігається з висновком попереднього прикладу: обсяг експорту електроенергії з Області В до Області А визначається як мінімальне значення з двох характеристик – ємність імпорту з Області А і потенціал експорту Області В.

Узагальнені властивості графіків ФЧЕ, що не перетинаються.

Аналіз розглянутих вище та інших аналогічних граничних випадків, що виникають при сполученні двох цінових областей, графіки ФЧЕ яких не перетинаються, призводить до наступних висновків. Факт наявності або відсутності пересікання цінових діапазонів двох областей не впливає безпосередньо на властивості ФЧЕ [184].

У випадку, коли цінові діапазони поєднуваних областей пересікаються, на спільному аукціоні виникає необхідність еквівалентування частини цінових подань, що належать різним областям. Втім, аналіз подань, цінові діапазони яких перетинаються, є завданням, яке успішно вирішується на всіх діючих біржах електроенергії незалежно від того, який метод розрахунку результатів торгів застосовується. Тому надалі факт наявності або відсутності перетину цінових діапазонів при аналізі результатів сполучення двох ринків враховуватися не буде.

У разі, коли цінові діапазони двох цінових областей не пересікаються, результат злиття залежить від співвідношення між ємністю імпорту електроенергії в Області-імпортері та потенціалом експорту в Області-експортері. Тут можливі три варіанти результатів злиття [185].

1. Якщо ємність імпорту електроенергії в Області-імпортері менша, ніж потенціал експорту в Області-експортері, то реалізація сполучення двох областей призводить до наступних результатів:

- власна пропозиція Області-імпортера повністю витісняється пропозицією з Області-експортера;
- цінові подання області-експортера стають ціноутворювальними для спільного аукціону;

- для Області-імпортера складається неоднозначна ситуація з ціноутворенням, врегулювання якої має визначатися директивно правилами організації спільного аукціону, при цьому аналіз графіка ФЧЕ області-імпортера для визначення граничної ціни не в усіх випадках дає адекватний результат;

- реалізація торгівлі електроенергією між сполучуваними областями призводить до зміщення графіків ФЧЕ цих областей по горизонталі на величину, відповідну обсягам імпорту/експорту.

2. Якщо ємність імпорту електроенергії в Області-імпортері більша за потенціал експорту в Області-експортері, то реалізація сполучення двох областей призводить до наступних результатів:

- власний попит Області-експортера повністю витісняється попитом Області-імпортера;

- цінові подання області-імпортера стають ціноутворювальними для спільного аукціону;

- для Області-експортера складається неоднозначна ситуація з ціноутворенням, врегулювання якої має визначатися директивно правилами організації спільного аукціону, при цьому аналіз графіка ФЧЕ області-експортера для визначення граничної ціни не у всіх випадках дає адекватний результат.

3. Теоретично можлива ситуація, коли ємність імпорту електроенергії в Області-імпортері дорівнює потенціалу експорту в Області-експортері. В цьому випадку реалізація спільного аукціону призводить до наступних результатів:

- власна пропозиція Області-імпортера повністю витісняється пропозицією з Області-експортера;

- власний попит Області-експортера повністю витісняється попитом з Області-імпортера;

- в обох областях складається неоднозначна ситуація з ціноутворенням, врегулювання якої має визначатися директивно правилами організації спільного аукціону, при цьому аналіз графіків ФЧЕ сполучуваних цінових областей для визначення граничної ціни дає адекватний результат лише за умови, що імпорт/експорт електроенергії на локальних торгах моделюється шляхом подання

на аукціон ціноприймальних заявок та пропозицій з обсягами, відповідними обсягам імпорту/експорту електроенергії між двома областями.

Зазначені вище проблеми стосуються, в першу чергу, організаційно-правових аспектів сполучення аукціонів, що виходять за межі даної роботи. Проте, розглянуті вище ситуації сполучення двох цінових областей демонструють, що, в загальному випадку, графіки ФЧЕ дозволяють адекватно оцінити лише обсяги імпорту/експорту електроенергії. При цьому спостерігаються такі властивості графіків ФЧЕ:

- реалізація торгівлі електроенергією між двома ціновими областями призводить до зміщення графіків ФЧЕ цих областей по горизонталі на величину, відповідну обсягам імпорту/експорту;
- якщо початкові графіки ФЧЕ (сформовані для ізольованих по кожній області торгів) не перетинаються, то можливе анулювання результатів торгів на спільному аукціоні (така можливість має явно відзначатися в правилах проведення торгів на спільному аукціоні);
- якщо початкові графіки ФЧЕ не перетинаються, то і графіки ФЧЕ, сформовані з урахуванням імпорту/експорту електроенергії, також не перетинаються;
- максимально можливий обсяг торгівлі електроенергією між двома ціновими областями визначається як мінімальне значення однієї з двох величин: максимальна ємність імпорту електроенергії в Області-імпортері і максимальний потенціал експорту в Області-експортері;
- якщо початкові графіки ФЧЕ не перетинаються, то ціноутворювальними для спільного аукціону стають цінові подання однієї з областей: Області-імпортера (коли максимальна ємність імпорту електроенергії в Області-імпортері більша за максимальний потенціал експорту Області-експортера), або Області-експортера (коли максимальна ємність імпорту електроенергії в Області-імпортері менша за максимальний потенціал експорту Області-експортера).

Аналіз впливу обмежень пропускної спроможності на властивості ФЧЕ.

Розглянемо ситуацію, коли технічні обмеження на обмін електроенергією по міжсистемному електричному зв'язку $V_{Constr}^{B \rightarrow A}$ не дозволяють реалізувати рівень потоку електроенергії $V_{Cour}^{B \rightarrow A}$, необхідний для врівноваження цін в поєднаних областях: $V_{Constr}^{B \rightarrow A} > V_{Cour}^{B \rightarrow A}$. Нехай ізолювані аукціони в областях А і В дають результати, графічна ілюстрація яких представлена на рисунку 4.16.

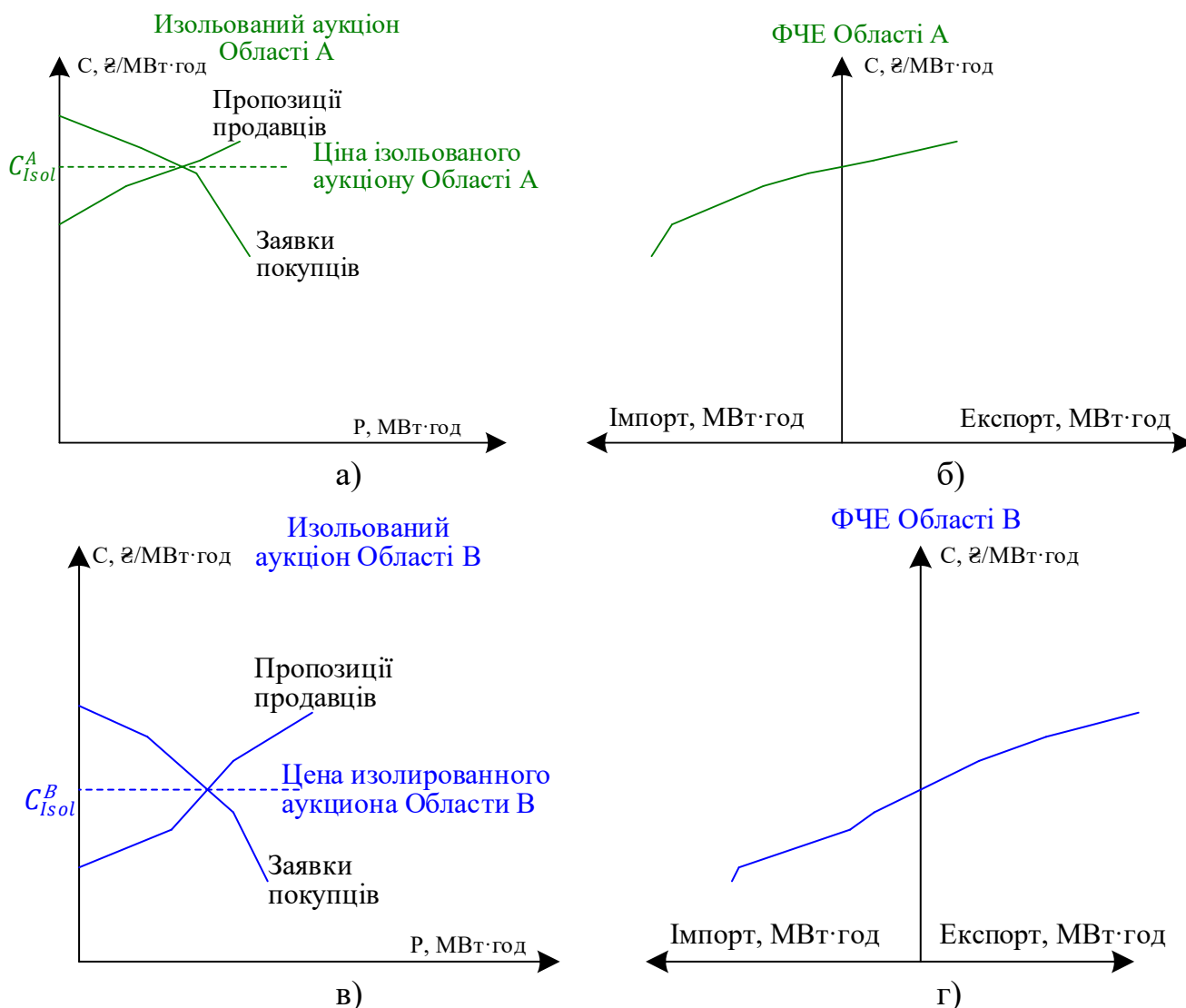


Рис. 4.16. Пример соединения областей А та В за ограниченного обмена электроэнергией

Баланс спроса та пропозиції електроенергії в Області А графічно зображений на рисунку 4.16,а, а сформована для цього балансу ФЧЕ – на рисунку 4.16,б. Аналогічно, баланс попиту та пропозиції електроенергії в Області В графічно

зображений на рисунку 4.16,в, а сформована для цього балансу ФЧЕ – на рисунку 4.16,г.

Результати спільних торгів для Областей А та В відображені на рисунку 4.17. Слід зазначити, що для наведеної на рисунку 4.16 ситуації з балансом попиту та пропозиції окремо по Областям А та В, організація спільного для цих областей аукціону призводить до появи як цінових заявок, так і цінових пропозицій, які належать різним областям і мають пересікання цінових діапазонів. Тому для отримання єдиних кривих попиту та пропозиції на спільних торгах Областей А та В, слід виконати еквівалентування тих заявок і пропозицій, які мають цінові діапазони, що пересікаються. На рисунку 4.17 еквівалентовані фрагменти таких графіків попиту і пропозиції виділені коричневим кольором.

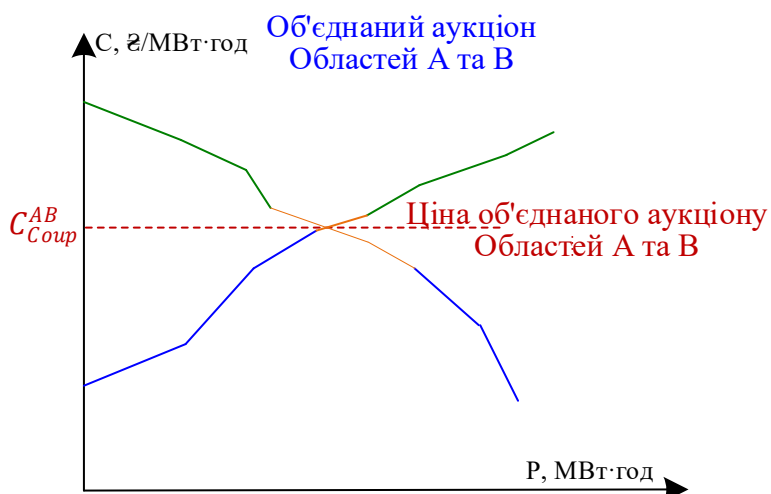


Рис. 4.17. Приклад результатів об'єданого аукціону Областей А та В

Як видно з рисунку 4.17, на спільному аукціоні можливо отримати єдину граничну ціну, однак, зображені на рисунку 4.17 графіки попиту і пропозиції не дозволяють виконати аналіз впливу мережевих обмежень на результати торгів. Розглянемо докладніше особливості впливу обмежень пропускної спроможності електричного зв'язку між Областями А та В на чисельні показники ФЧЕ. Розглянемо вплив обмежень на потоки електроенергії між двома ціновими областями шляхом з аналізу графіків ФЧЕ цих областей (рис 4.18).

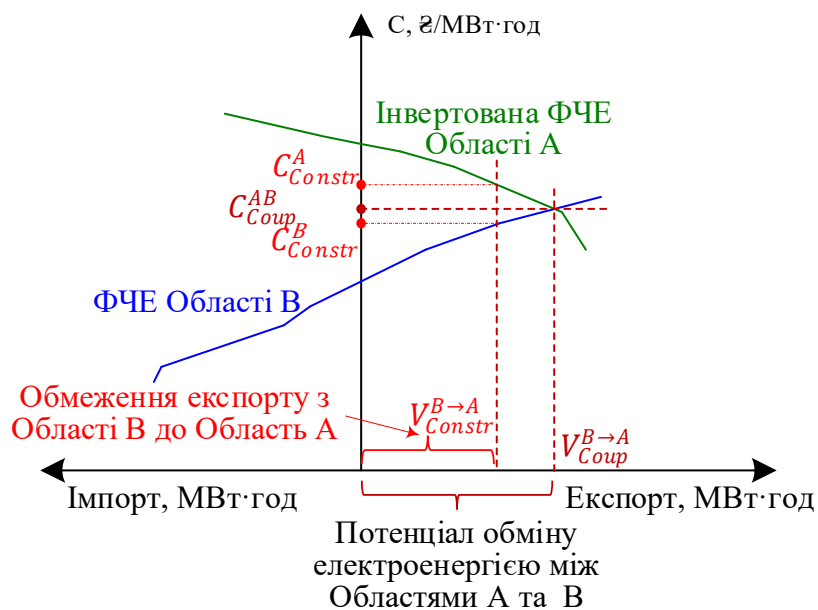


Рис. 4.18. Особливості відношень ФЧЕ сполучуваних областей за обмеженого обміну електроенергією

Для наведеного на рисунку 4.16 випадку балансів попиту і пропозиції в Областях А і В, графік ФЧЕ Області В і графік інвертованої ФЧЕ Області А перетинаються (рис. 4.18). У точці перетину цих графіків визначаються ціна спільних торгів C_{Coup}^{AB} і необхідний для досягнення єдиної ціни обсяг обміну електроенергією між об'єднуваними областями $V_{Coup}^{B \rightarrow A}$. Якщо обмеження на потік електроенергії по міжсистемному зв'язку $V_{Constr}^{B \rightarrow A}$ не дозволяє реалізувати необхідний для досягнення єдиної ціни обсяг імпорту/експорту електроенергії ($V_{Constr}^{B \rightarrow A} < V_{Coup}^{B \rightarrow A}$), то граничні ціни торгів в областях А та В (відповідно C_{Constr}^A та C_{Constr}^B) не досягають єдиного значення C_{Coup}^{AB} .

Крім того, на рисунку 4.18 показано, що значення C_{Constr}^A і C_{Constr}^B відповідають рівням цін в точках перетину осі $V_{Constr}^{B \rightarrow A}$ з графіками ФЧЕ цих областей. Таким чином, для розглянутого прикладу, аналіз вихідних ФЧЕ дозволяє отримати адекватні значення граничних цін у сполучуваних областях, хоча для цього необхідно виконати додатковий аналіз функцій ФЧЕ. Розглянемо докладніше вплив обмеженої передачі електроенергії на результати торгів для кожної із сполучуваних областей.

Як видно з рисунку 4.19,а, вплив обмежень з імпорту електроенергії в Області А на граничну ціну в цій Області залежить від відношень між функціями попиту та пропозиції і, в загальному випадку, має нелінійний характер.

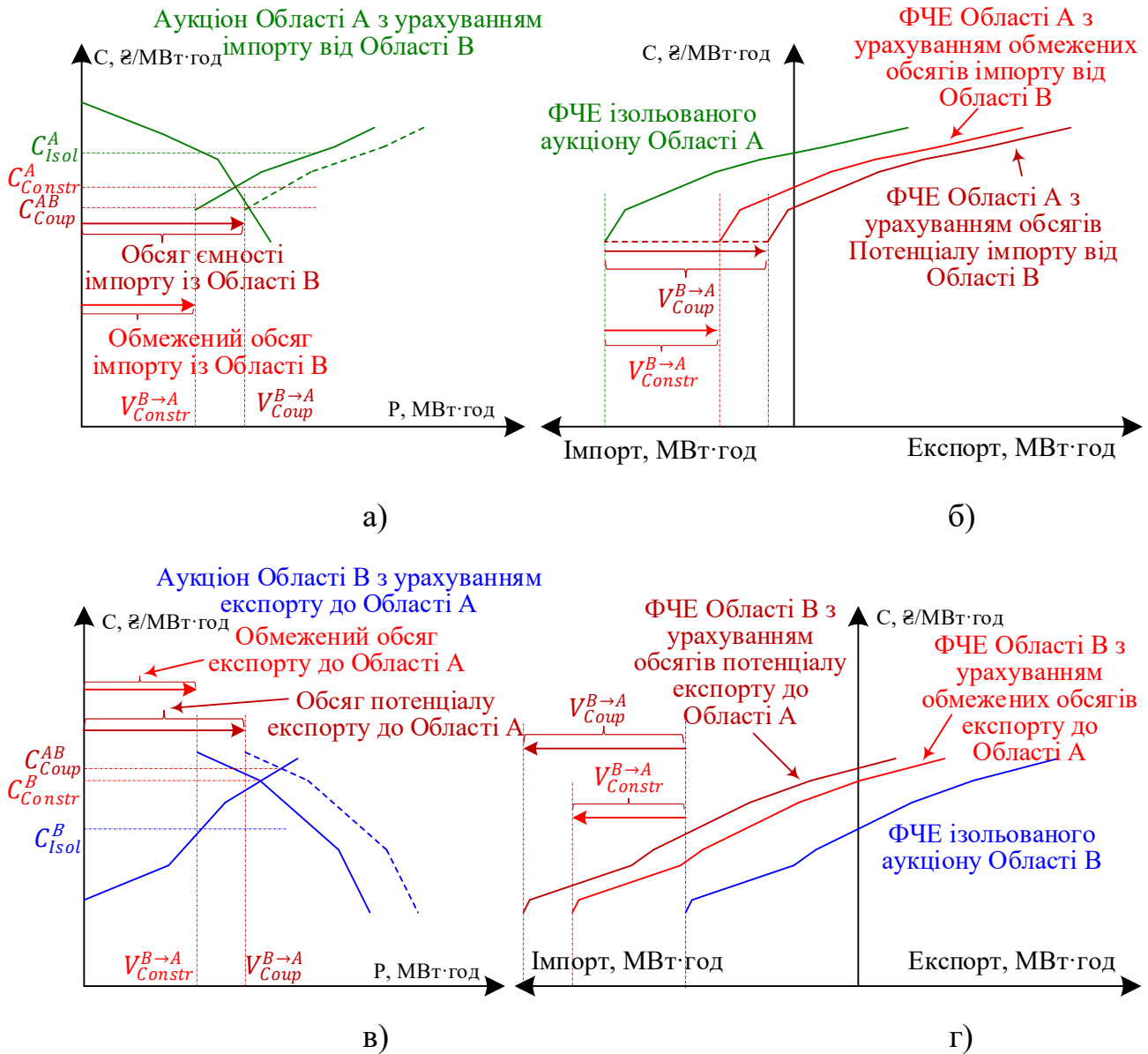


Рис. 4.19. Відображення впливу обмежень з обміну електроенергією на позиції ФЧЕ Області-імпортера та Області-експортера

Так на рисунку 4.19,б показано, що гранична ціна за результатами торгів в Області А може бути визначена в точці перетину графіка ФЧЕ, сформованого з урахуванням реалізованого імпорту, і осі ціни. Це правило відповідає як у випадку досягнення єдиної ціни на електроенергію в обох об'єднаних областях, так і за наявності обмеження на потоки електроенергії між цими областями.

Аналогічні висновки можна зробити і за результатами торгів в Області В (рис. 4.19,в,г). Вплив обмежень на експорт електроенергії з Області В на граничну ціну в цій Області залежить від характеристик попиту і пропозиції і, в загальному випадку, має нелінійний характер. проте, значення граничної ціни в Області В може бути визначено в точці перетину графіка ФЧЕ, сформованого з урахуванням реалізованого обсягу експорту, і осі ціни.

Узагальнимо особливості впливу результатів торгів для об'єднаних ринків електроенергії на характеристики їх ФЧЕ (рис 2.20).

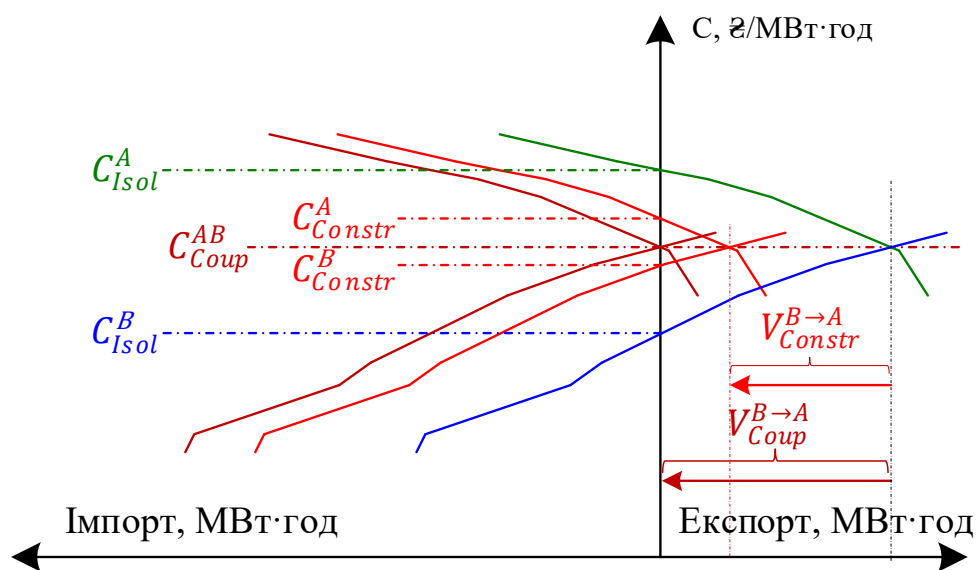


Рис. 4.20. Відношення між ФЧЕ Області-імпортера та Області-експортера за обмеженого обміну електроенергією

Початкові позиції графіків ФЧЕ для двох об'єднаних цінових областей (сформовані для ізолюваних аукціонів в цих областях) дозволяють визначити наступні основні характеристики:

- граничні ціни для ізолюваних торгів в обох областях (визначаються в точці перетину графіків відповідних ФЧЕ з віссю ціни);
- обсяг обміну електроенергією між двома областями, необхідний на досягнення єдиної ціни в цих областях.

Граничні ціни для ізолюваних торгів в кожній з двох об'єднаних цінових областей можуть бути визначені безпосередньо за допомогою графіків ФЧЕ, а саме — в точці перетину відповідних графіків ФЧЕ з віссю ціни, як показано на рисунку 4.20.

Чисельне значення обсягу обміну електроенергією між двома об'єднуваними ціновими областями $V_{Coop}^{B \rightarrow A}$, необхідного для досягнення єдиної ціни в цих областях, може бути отримано в точці перетину графіка ФЧЕ Області-експортера і графіка інвертованого ФЧЕ Області-імпортера. Якщо графіки цих ФЧЕ не перетинаються (рис. 4.7 і 4.12), то $V_{Coop}^{B \rightarrow A}$ може бути отримано як мінімальне значення однієї з двох величин: максимальна ємність імпорту електроенергії в Області-імпортері і максимальний потенціал експорту в області-експортері.

Графік ФЧЕ, сформований з урахуванням обміну електроенергією, зміщується по відношенню до графіка початкового ФЧЕ паралельно осі імпорту/експорту. У точці перетину такого графіка з віссю ціни отримується значення граничної ціни аукціону, що склалася в результаті реалізації обміну електроенергією між двома об'єднуваними ціновими областями. Якщо обмеження на обмін електроенергією між об'єднуваними ціновими областями відсутні, реалізація такого обміну на рівні $V_{Coop}^{B \rightarrow A}$ призводить до зміщення точки перетину графіків аналізованих ФЧЕ до осі цін (рис. 4.20). Це рішення відповідає повному злиттю двох ринків електроенергії та встановленню єдиної граничної ціни, значення якої може бути отримано в точці перетину графіків аналізованих ФЧЕ з віссю цін. Якщо повного злиття двох ринків електроенергії досягти не вдається, то в цих областях зберігається різниця граничних цін, хоча значення цієї різниці менша, ніж для випадку ізолюваних торгів в цих областях.

Неповне злиття двох ринків електроенергії відбувається в ситуаціях, коли не вдається реалізувати обмін електроенергією між цими ринками в обсязі, необхідному для досягнення єдиної граничної ціни. Основні причини неповного злиття ринків наступні:

- недостатній потенціал імпорту/експорту електроенергії у сполучуваних цінових областях;
- недостатня пропускна спроможність електричних зв'язків між сполучуваними ціновими областями.

Обидві причини мають високий рівень схожості впливу на результати торгів. З точки зору властивостей ФЧЕ сполучуваних цінових областей, основна відмінність цих причин полягає в наступному:

- за недостатньої пропускної спроможності електричних зв'язків між сполучуваними ціновими областями, графіки ФЧЕ цих областей перетинаються, але їх переміщення паралельно осі імпорту/експорту обмежується обсягом пропускної спроможності;
- за недостатнього потенціалу імпорту/експорту електроенергії, графіки ФЧЕ не перетинаються, а їх переміщення паралельно осі імпорту/експорту обмежується можливостями об'єднаних цінових областей з реалізації обміну електроенергією.

Пропускна спроможність електричних зв'язків між сполучуваними ціновими областями також може бути інтерпретована як обмеження можливостей цих областей з реалізації обміну електроенергією. Таким чином, враховуючи обмеження пропускної спроможності безпосередньо у визначенні ФЧЕ, можна використовувати єдиний підхід до врахування обох причин неповного злиття ринків електроенергії.

Врахування обмеження пропускної спроможності досить просто реалізується на етапі формування графіка ФЧЕ: для цього досить визначити криву в межах заданих значень пропускної спроможності для імпорту та експорту електроенергії. Оскільки чисельні значення обмеження пропускної спроможності електричних зв'язків при моделюванні торгів для об'єднаних цінових областей не змінюються, то саму процедуру врахування мережевих обмежень можливо виконати ще на етапі підготовки до моделювання.

Для спрощення аналізу припустимо, що обмеження пропускної спроможності електричних зв'язків однаково в обох напрямках передачі електроенергії ($V_{Constr}^{B \rightarrow A} = V_{Constr}^{A \rightarrow B}$). Тоді, для відображеного на рисунку 4.16 балансу попиту та пропозиції в Областях А і В, графіки ФЧЕ, складені з урахуванням обмеження пропускної спроможності, виглядатимуть так, як показано на рисунку 4.21.

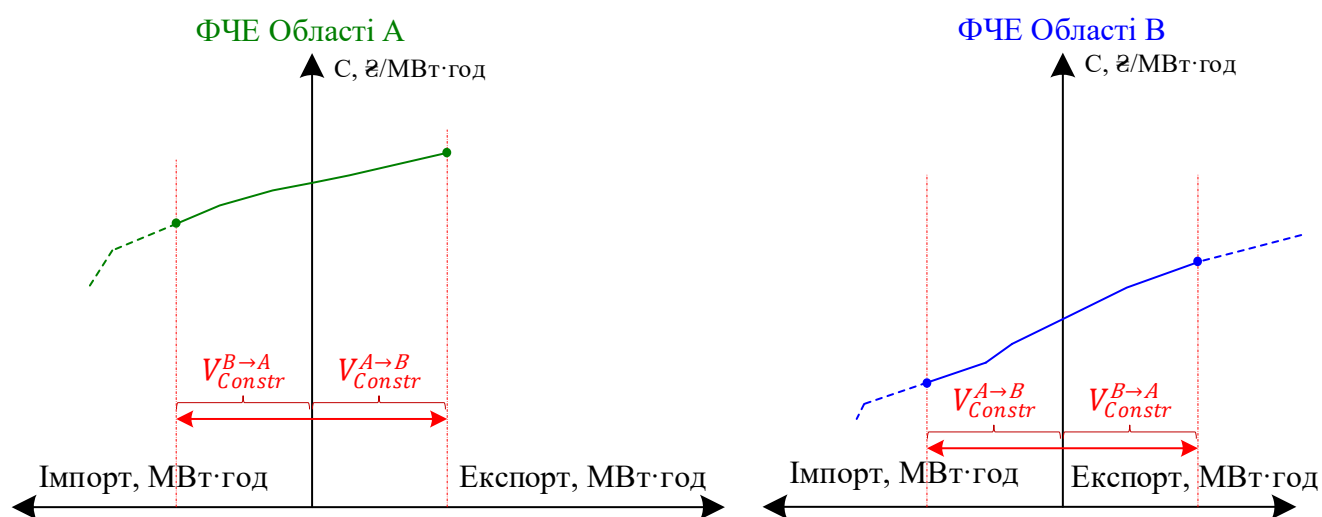


Рис. 4.21. Приклад врахування обмежень на обмін електроенергією у визначенні ФЧЕ

На рисунку 4.21 пунктирними лініями показані ті частини графіків ФЧЕ, які виходять за межі пропускної спроможності міжсистемного електричного зв'язку і не можуть бути задіяні під час торгів. Результати моделювання торгів з використанням зображених на рисунку 4.21 графіків ФЧЕ наведені на рисунку 4.22.

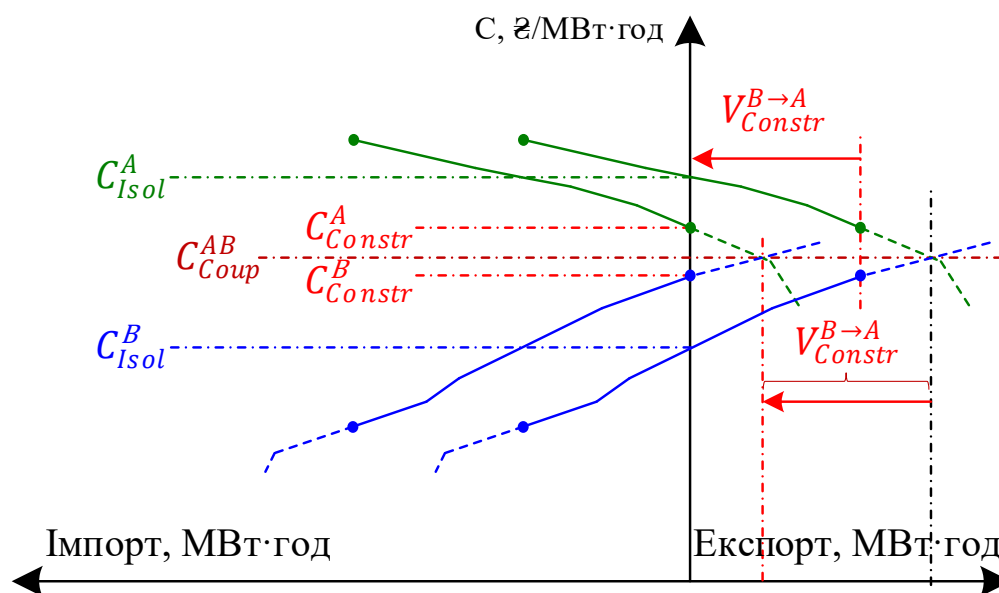


Рис. 4.22. Сполучення цінових областей при врахуванні обмежень на обмін електроенергією у визначеннях ФЧЕ

Порівнюючи рисунки 4.10, 4.15 та 4.22, приходимо до висновку про те, що недостатню пропускну спроможність електричних зв'язків і недостатній потенціал імпорту/експорту електроенергії можливо враховувати однакоим способом для розрахунку обсягів обміну електроенергією між об'єднуваними ціновими областями.

Проте, однаковість підходів до врахування причин неповного злиття цінових областей під час розрахунку обсягів обміну електроенергією між ними не стосується розрахунків граничних цін. Дійсно, за обмеженої пропускну спроможності, у сполучуваних цінових областях встановлюються різні граничні ціни. У випадку недостатнього потенціалу імпорту/експорту електроенергії результат залежить від встановленого принципу ціноутворення. Якщо для сполучуваних цінових областей реалізовано принцип *market coupling* (єдина ціна тільки за повного злиття), то для обмежень обох типів можна застосувати єдиний підхід до визначення граничних цін: розрахунок цін в точках перетину графіків ФЧЕ з віссю цін.

Якщо для сполучуваних цінових областей реалізований принцип *market splitting*, то неповне злиття можливо інтерпретувати двояко. З одного боку, поділ єдиного ринку на окремі цінові області виконується тільки у випадку, якщо результати єдиного аукціону неможливо реалізувати внаслідок обмежень на обмін електроенергією між цими областями.

При такому підході недостатній потенціал імпорту/експорту не може розглядатися як обмеження для спільного аукціону. Як видно з рисунків 4.8 і 4.13, спільний аукціон в таких ситуаціях дозволяє сформувати єдину граничну ціну, причому відсутні технологічні обмеження на обмін електроенергією між ціновими областями. Однак, для визначення граничної ціни по графікам ФЧЕ в цих випадках необхідно додатково виконати аналіз балансу попиту та пропозиції кожної з цінової області.

З іншого боку, за аналогією із зображеними на рисунку 4.22 графіками ФЧЕ, недостатній потенціал імпорту/експорту може розглядатися як обмеження на обмін електроенергією, вже враховане в графіках ФЧЕ. При такій постановці задачі є обґрунтування для встановлення різних граничних цін в об'єднаних областях.

Наведені в розділі результати аналізу властивостей ФЧЕ свідчать про те, що використання графіків ФЧЕ при розв'язанні задачі моделювання процесу обміну електроенергією між окремими ціновими областями дозволяє отримати адекватні значення обсягів імпорту/експорту електроенергії в цих областях. Підходи до вирішення задачі розрахунку граничних цін залежать від прийнятих на спільному аукціоні правил ціноутворення.

Таким чином, розрахунки обсягів обміну електроенергією і граничних цін слід здійснювати роздільно як окремі підзадачі. Такий підхід, зокрема, дозволяє в загальному випадку враховувати різні правила ціноутворення для різних цінових областей.

4.4 Метод вирівнювальних потоків для врахування обмежень на обмін електроенергією у сполучуваних ринках

4.4.1 Концепція метода вирівнювальних потоків

В розділі 3.3.2 доведено, що сполучення двох ринків електроенергії призводить до збільшення сумарного добробуту. Розглянемо процес сполучення двох ринків електроенергії з точки зору зміни різниці у граничних цінах (рис. 4.23).

Нехай для двох ізолюваних ринків електроенергії (цінових областей) формуються граничні ціни $C_A^{(ізол)}$ та $C_B^{(ізол)}$ за яких встановлюються значення добробуту відповідно $W_A^{(ізол)}$ та $W_B^{(ізол)}$, причому $C_A^{(ізол)} < C_B^{(ізол)}$. Реалізація деякого обсягу експорту електроенергії P_{AB} з Області А до Області В призводить до збільшення сумарного добробуту та зменшення різниці граничних цін у цих областях. За деякого оптимального значення експорту електроенергії $P_{AB}^{(опт)}$ досягається максимальне значення добробуту при повному злитті двох цінових областей, коли граничні ціни в них вирівнюються:

$$\max(W_A + W_B) \leftrightarrow |C_A - C_B| = 0.$$

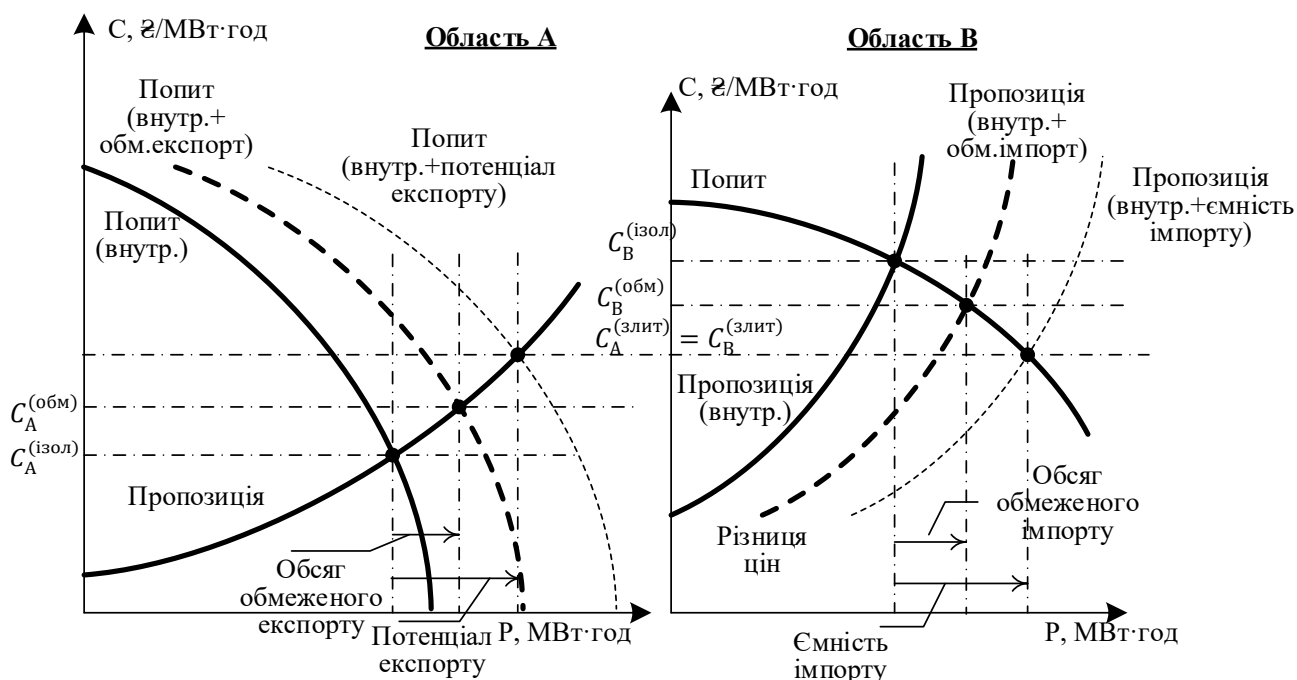


Рис. 4.23. Основні тенденції процесу сполучення ринків електроенергії

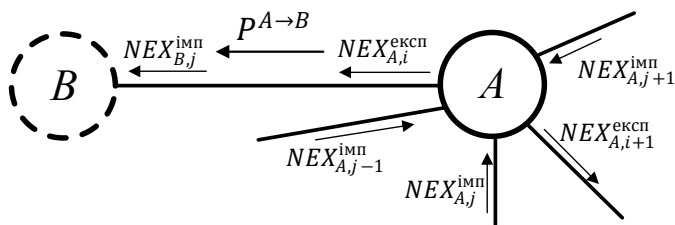
Якщо обмеження на обмін електроенергією по міжсистемному електричному перетину не дозволяють досягти оптимального значення потоку електроенергії, за якого максимізується значення добробуту, то різниця цін у сполучуваних областях залишається ненульовою, але тенденція до збільшення добробуту і зменшення різниці цін зі збільшенням обсягу експорту електроенергії зберігається:

$$\left[\begin{array}{ccccc} 0 & < & P_{AB}^{(обм)} & < & P_{AB}^{(опт)} \\ |C_A^{(ізол)} - C_B^{(ізол)}| & > & |C_A^{(обм)} - C_B^{(обм)}| & > & 0 \\ (W_A^{(ізол)} + W_B^{(ізол)}) & < & (W_A^{(обм)} + W_B^{(обм)}) & < & \max(W_A + W_B) \end{array} \right]$$

Таким чином задачу максимізації добробуту також вирішується рішенням наступної задачі: знайти оптимальне значення обсягів обміну електроенергією по міжсистемному електричному перетину, за якого ціни у сполучуваних ринках (цінових областях) вирівнюються. Використання цільової функції мінімізації різниці граничних цін у сполучуваних областях дозволило поєднати формалізми аналізу топологічного графа та аналізу двостороннього аукціону (рис. 4.24).

Формалізми аналізу топологічного графа: Формалізми аналізу аукціонних торгів:

Задача пошуку оптимальних значень потоків між ціновими зонами, за яких різниця граничних цін у цих зонах мінімізується



Задача максимізації добробуту у цінній зоні:

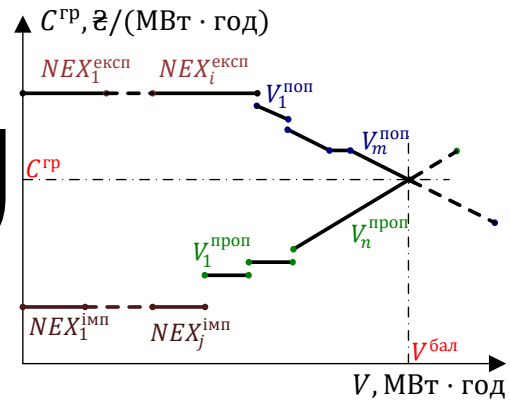


Рис. 4.24. Формалізми методу врахування обмежень

Так структура електричної мережі подається топологічним графом, де цінові області відображені вершинами, а міжсистемні перетини – ребрами. Формалізми аналізу топологічного графа використані для рішення задачі пошуку оптимальних значень обміну електроенергією по міжсистемним перетинам (ребрам графа), за яких мінімізуються різниці граничних цін у цінових областях (вершинах графа). При цьому на рівні сполучуваних цінових областей розв’язується задача пошуку оптимального балансу попиту та пропозиції з урахуванням балансу імпорту/експорту електроенергії, за якого максимізується задача добробуту. Детальніше особливості розв’язання цих задач викладені в наступних розділах.

4.4.2 Подання структури сполучуваних ринків електроенергії топологічним графом

Метод вирівнювальних потоків розглядається як альтернатива FB MC, яка може застосовуватись в PCR у вигляді окремої задачі розрахунку потоків електроенергії між сполучуваними ринками (чи окремими ціновими областями в межах одного ринку електроенергії). В основу метода взято концепцію розрахунку значень струмів в гілках електричної схеми. На відміну від такого розрахунку, де значення струму обчислюється виходячи з закону Ома, метод вирівнювальних

потоків визначає потік електроенергії, який слід реалізувати для вирівнювання цін в двох об'єднаних ринках електроенергії. Формальний опис моделі розрахунків потоків електроенергії базується на основі мережевого графу, в якому об'єднані ринки електроенергії (чи їх окремі цінові області) подаються множиною вузлів Z , а електричні зв'язки між ними – множиною гілок L .

Основні характеристики вузлів $z \in Z$ мережевого графа:

- гранична ціна в ціновій області C_z , як характеристика, що дозволяє оцінити можливість здійснення імпорту/експорту електроенергії;
- ФЧЕ цінової області NEC_z , як характеристика, що дозволяє розрахувати обсяги імпорту/експорту електроенергії;
- чиста позиція цінової області NP_z , як характеристика, що відображає чисельне значення сумарного балансу імпорту/експорту електроенергії в цій області.

Основні характеристики гілок $l \in L$ мережевого графа:

- обмеження на потоки електроенергії $P_{l(max)}^{(beg) \rightarrow (end)}$ та $P_{l(max)}^{(end) \rightarrow (beg)}$ окремо по кожному напрямку відносно формально визначених початку (beg) і кінця (end) лінії l ;
- значення потоку електроенергії $P_l^{(beg) \rightarrow (end)}$ в гілці l , як результат моделювання.

Мережевий граф зручно подавати, використовуючи одну із матриць інциденцій, а саме – матрицю зв'язків між гілками та вузлами. Приклад зв'язаного графа та матриці, що його відображає, наведено на рисунку 4.25.

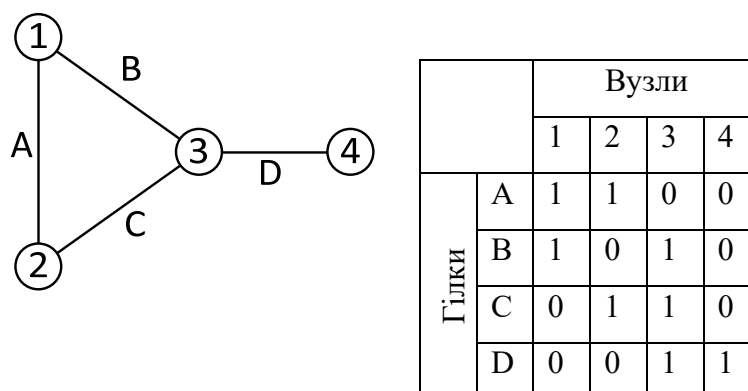


Рис. 4.25. Приклад подання структури ринків електроенергії матрицею інциденцій

Використання матриці інциденцій дозволяє задіяти добре розроблений апарат матричних операцій, що застосовується при аналізі режимів електричних мереж. Відображення структури мережі у формі матриці інциденцій зручно у випадку використання методів, що виконують оптимізацію цільової функції комплексно з урахуванням всієї системи обмежень рівностей та нерівностей (Симплекс-метод і його похідні, градієнтні методи та ін.). У разі використання методів, що виконують пошук рішення оптимізаційної задачі з покроковим урахуванням окремих обмежень рівностей і нерівностей (Метод простої ітерації, Метод Зейделя), відображення структури мережі більш зручно виконувати у формі таблиці, в якій кожній гілці приводяться у відповідність номери вузлів, з якими ця гілка пов'язана. Цій таблиці додатково наводяться колонки з аргументами, що відображають обмеження на потоки електроенергії в кожному напрямку ($P_{l(max)(h)}^{(beg) \rightarrow (end)}$ і $P_{l(max)(h)}^{(end) \rightarrow (beg)}$), обмеження на зміну значень потоків електроенергії для суміжних годин доби ($\Delta P_{l(max)(h-1 \rightarrow h)}^{(beg) \rightarrow (end)}$ и $\Delta P_{l(max)(h-1 \rightarrow h)}^{(end) \rightarrow (beg)}$), а також інші характеристики гілок, які відображатимуть особливість постановки задачі.

4.4.3 Математична модель пошуку оптимального значення потоку електроенергії

Розрахунок потоків електроенергії між об'єднуваними ціновими областями з урахуванням технологічних обмежень в електричних зв'язках подається як задача мінімізації різниці цін в цих цінових областях [186]:

$$|C_{l,h}^{z(beg)} - C_{l,h}^{z(end)}| \rightarrow \min \forall (l \in L, z(beg), z(end) \in Z, h \in \{1, 2, \dots, 24\}) \quad (4.8)$$

де: $C_{l,h}^{z(beg)}$, $C_{l,h}^{z(end)}$ – граничні ціни у початковому $z(beg)$ та кінцевому $z(end)$ вузлах гілки l .

Теоретичною основою методу розрахунку потоків електроенергії між об'єднуваними ціновими областями є баланс попиту і пропозиції у вузлі, яким

враховуються сумарні значення імпорту та експорту. Нехай на спільному аукціоні, в якому беруть участь всі цінові області $z \in Z$, зареєстровані учасники ринку, що подають для участі в торгах на кожну годину доби $h \in \{1, 2, \dots, 24\}$ цінові заявки $b \in B$ з купівлі електроенергії $(V_{b,h}^{B,z}, C_{b,h}^{B,z})$ та цінові заявки з продажу електроенергії $(V_{b,h}^{D,z}, C_{b,h}^{D,z})$, в яких вказані обсяги електроенергії (відповідно $V_{b,h}^{B,z}$ і $V_{b,h}^{D,z}$) і ціна (відповідно $C_{b,h}^{B,z}$ і $C_{b,h}^{D,z}$). Тоді баланс попиту і пропозиції у вузлі формулюється таким чином:

$$\sum_{b \in B} (V_{b,h}^{B,z} - V_{b,h}^{D,z}) + \sum_{i \in I} NEX_{i,h}^z + \sum_{j \in J} NEX_{j,h}^z = 0 \quad \forall z \in Z, h \in \{1, 2, \dots, 24\}$$

де: $NEX_{i,h}^z$ – значення чистої позиції обміну для i -ого зв'язку, через який із області z в годину доби h здійснюється експорт електроенергії;

$NEX_{j,h}^z$ – значення чистої позиції обміну електроенергією для j -ого зв'язку, через який із області z в годину доби h здійснюється імпорт електроенергії.

Зв'язок між потоком електроенергії в гілці l та чистими позиціями обміну електроенергією в прилеглих вузлах $z(beg)$ і $z(end)$ описується системою обмежень рівності:

$$P_{l,h}^{z(beg) \rightarrow z(end)} = NEX_{i,h}^{z(beg)} = -NEX_{j,h}^{z(end)} \quad \forall l \in L \equiv I \cup J, h \in \{1, 2, \dots, 24\}$$

В цілому в електричній мережі повинен дотримуватися баланс імпорту/експорту електроенергії, що описується наступним обмеженням рівності:

$$\sum_{z \in Z} NP_{z,h} = \sum_{z \in Z} \left(\sum_i NEX_{i,h}^z - \sum_j NEX_{j,h}^z \right) = 0 \quad \forall h \in \{1, 2, \dots, 24\}.$$

В основу методу розрахунку потоків електроенергії між об'єднаними ціновими областями закладено принцип ітераційного наближення до розв'язку поставленої задачі. На кожній ітерації виконуються наступні дії.

1. Виконується аналіз цін в вузлах мережевого графа. Визначаються напрямки потоків електроенергії.

2. Обчислюються значення потоків електроенергії в гілках мережевого графа.

Отримані значення алгебраїчно додаються до відповідних значень $NP_{z,h}$.

3. Здійснюється уточнення цін в вузлах мережевого графа.

4.4.4 Розрахунок вирівнювального потоку між двома ринками електроенергії

Визначимо формальний вираз для обчислення обсягів імпорту/експорту електроенергії між двома об'єднуваними областями А і В без врахування обмежень на передачу електроенергії між цими областями. Нехай ФЧЕ області А задана функцією обсягу імпорту/експорту, залежного від ціни $NEC^A(C)$, а ФЧЕ області В – відповідно функцією $NEC^B(C)$. Згідно з визначенням ФЧЕ в розділі 3.3.2, інвертована ФЧЕ області А визначатиметься як: $NEC_{inv}^A(C) = -NEC^A(C)$. Нехай в результаті проведення ізолюваних аукціонів в області А встановлено граничну ціну C_{Isol}^A , а в області В – відповідно C_{Isol}^B . Очевидно, що область з нижчою граничною ціною ізолюваного аукціону стає експортером електроенергії, а область з вищою граничною ціною – імпортером електроенергії. Нехай $C_{Isol}^A > C_{Isol}^B$. Тоді область А стає імпортером електроенергії, а область В – експортером.

Якщо графіки функцій $NEC_{inv}^A(C)$ і $NEC^B(C)$ не перетинаються ($NEC_{inv}^A(C) \cup NEC^B(C) = \emptyset$), тоді результат залежить від співвідношення між максимальними значеннями ємності імпорту електроенергії в області-імпортері та потенціалу експорту в області-експортері. Формально ці значення можливо отримати безпосередньо як граничні значення функцій ФЧЕ. Визначимо діапазон значень експорту електроенергії як область позитивних значень функції ФЧЕ, а діапазон значень імпорту – як область негативних значень функції ФЧЕ. Тоді максимальне значення експорту електроенергії з цінової області В визначається як $\max(NEC^B(C))$, а максимальне значення імпорту – як $\min(NEC^B(C))$.

Аналогічно для ФЧЕ області А максимальне значення експорту електроенергії визначатиметься одним із таких способів:

$$\max(NEC^A(C)) = \min(NEC_{inv}^A(C)) = \min(-NEC^A(C)).$$

Тоді максимальне значення імпорту електроенергії в область А визначається за відношеннями:

$$\min(NEC^A(C)) = \max(NEC_{inv}^A(C)) = \max(-NEC^A(C)) \quad (4.9).$$

Таким чином, для випадку, коли графіки ФЧЕ цінових областей А і В не пересікаються та справджується умова $C_{Isol}^A > C_{Isol}^B$, обсяг експорту електроенергії із області В до області А визначається за формулою:

$$V_{Coup}^{B \rightarrow A} = \min(\max(NEC^B(C)), \min(NEC^A(C))) \quad (4.10)$$

Аналогічно для випадку $C_{Isol}^A < C_{Isol}^B$ обсяг експорту електроенергії із області А до області В визначається по формулі:

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \min(\min(NEC^B(C)), \max(NEC^A(C))) \quad (4.11)$$

В загальному випадку $\max(NEC^B(C)) \neq \min(NEC^B(C))$ так само, як $\min(NEC^A(C)) \neq -\max(NEC^A(C))$. Таким чином, (4.10) і (4.11) не інваріантні по відношенню до напрямку потоку електроенергії між областями. Тому, для розв'язання задачі розрахунку потоку між двома ціновими областями у випадку, коли графіки ФЧЕ цих областей не перетинаються, необхідно застосовувати методи, які допускають вибір способу розрахунку за заданої умови, тобто – методи дискретної оптимізації.

У випадку, коли графіки кривих $NEC_{inv}^A(C)$ і $NEC^B(C)$ перетинаються ($NEC_{inv}^A(C) \cup NEC^B(C) \neq \emptyset$), інтегральне рішення задачі сполучення цінових областей визначається в точці перетину цих кривих. У цій точці однозначно визначається гранична ціна спільного аукціону C_{Coup}^{AB} і обсяг експорту електроенергії із області В до області А:

$$V_{Coup}^{B \rightarrow A} = NEC^B(C_{Coup}^{AB}) = -NEC^A(C_{Coup}^{AB}). \quad (4.12)$$

Якщо $C_{Isol}^A < C_{Isol}^B$, то область А експортуватиме електроенергію до області В. Обсяги експорту електроенергії із області А до області В для випадку $(NEC_{inv}^A(C) \cup NEC^B(C) \neq \emptyset)$ визначатимуться за формулою:

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = NEC^A(C_{Coup}^{AB}) = -NEC^B(C_{Coup}^{AB}). \quad (4.13)$$

Формули (4.12) і (4.13) передбачають додатковий розрахунок рівноважної ціни для двох кривих, що ускладнює процес пошуку рішення за наявності обмежень на обмін електроенергією між ціновими областями. Тому розв'язання задачі розрахунку потоку електроенергії між двома областями краще виражати не через загальну граничну ціну C_{Coup}^{AB} , а через граничні ціни областей А (C^A) і В (C^B). В цьому випадку чисельні значення імпорту та експорту електроенергії визначаються за графіками ФЧЕ відповідно для області А як $NEC^A(C^A)$, а для області В – як $NEC^B(C^B)$.

Задача сполучення ринків електроенергії з використанням ФЧЕ може бути зведена до класичної задачі максимізації добробуту, де попит подається функцією ФЧЕ ринку-імпортера, а пропозиція – функцією ФЧЕ ринку-експортера. Оскільки графіки ФЧЕ вже є впорядкованими послідовностями, задачу максимізації добробуту за умови $C_{Isol}^A > C_{Isol}^B$ можна виразити наступною цільовою функцією:

$$NEC^B(C^B) \rightarrow \max \cup NEC_{inv}^A(C^A) \rightarrow \max \quad (4.14)$$

Враховуючи (4.9), цільову функцію (4.14) можливо подати у вигляді:

$$NEC^B(C^B) \rightarrow \max \cup NEC^A(C^A) \rightarrow \min, \quad (4.15)$$

що наближує цільову функцію до вигляду (4.9).

Розв'язання задачі оптимізації о цільової функції (4.15) здійснюється з урахуванням наступних обмежень:

- повинен дотримуватися баланс попиту і пропозиції:

$$NEC^B(C^B) = NEC_{inv}^A(C^A) = -NEC^A(C^A)$$

- до складу прийнятих в результаті торгів цінових заявок повинні входити тільки ті, які задовольняють умовам граничних цін:

$$C^A \geq C^B$$

Таким чином, задача розрахунку потоку електроенергії між ціновими областями А і В за умови $C_{Isol}^A > C_{Isol}^B$ може бути розв'язана таким чином:

$$\begin{cases} NEC^B(C^B) \rightarrow \max \cup NEC^A(C^A) \rightarrow \min \\ NEC^B(C^B) = -NEC^A(C^A) \\ C^A \geq C^B \end{cases} \quad (4.16)$$

Аналогічно отримуємо розв'язок задачі розрахунку потоку електроенергії між ціновими областями А і В за умови $C_{Isol}^A < C_{Isol}^B$:

$$\begin{cases} NEC^B(C^B) \rightarrow \min \cup NEC^A(C^A) \rightarrow \max \\ NEC^B(C^B) = -NEC^A(C^A) \\ C^A \leq C^B \end{cases}$$

Відзначимо, що вираз (4.16) математично сумісний з виразом (4.9). Дійсно, розв'язок системи (4.16) знаходиться в точці перетину графіків функцій $NEC^B(C^B)$ і $NEC_{inv}^A(C^A)$ за умови $C^A = C^B$. З іншого боку, якщо графіки ФЧЕ не перетинаються, то умова $C^A > C^B$ виконується апріорі. Таким чином, вираз (4.9) фактично є окремим випадком (4.16). Проте (4.9) дозволяє знайти безпосереднє рішення задачі розрахунку потоку електроенергії між об'єднаними ціновими

областями. Зводячи (4.16) до вигляду (4.9), отримуємо загальну (для випадків пересікання та не пересікання графіків ФЧЕ) формулу розрахунку потоку електроенергії між об'єднуваними ціновими областями А і В за умови $C_{Isol}^A > C_{Isol}^B$:

$$V_{Coup}^{B \rightarrow A} = -\min\left(\max\left(NEC^B(C^B)\right), \min\left(NEC^A(C^A)\right)\right), C^A \geq C^B \quad (4.17)$$

Аналогічно визначається узагальнена формула розрахунку потоку електроенергії між об'єднуваними ціновими областями А і В за умови $C_{Isol}^A < C_{Isol}^B$:

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \min\left(\min(NEC^B(C)), \max(NEC^A(C))\right), C^A < C^B \quad (4.18)$$

Очевидно, що якщо граничні ціни в цінових областях А і В однакові, то обидва ринки електроенергії формально вже сполучені і обмін електроенергією між ними не здійснюється:

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = 0, C_{Isol}^A = C_{Isol}^B \quad (4.19)$$

Об'єднуючи формули (4.17), (4.18) і (4.19), отримуємо загальний вираз для розрахунку обсягів обміну електроенергією між об'єднуваними ціновими областями А і В:

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \begin{cases} -\min\left(\max\left(NEC^B(C^B)\right), \min\left(NEC^A(C^A)\right)\right), C^A \geq C^B, C_{Isol}^A > C_{Isol}^B \\ \min\left(\min(NEC^B(C^B)), \max(NEC^A(C^A))\right), C^A \leq C^B, C_{Isol}^A < C_{Isol}^B \\ 0, C_{Isol}^A = C_{Isol}^B \end{cases} \quad (4.20)$$

Вираз (4.20) враховує тільки ситуації з обмеженим потенціалом імпорту/експорту електроенергії в об'єднаних ринках електроенергії. Для врахування технологічних обмежень на обмін електроенергією між ринками А і В по міжсистемних зв'язках слід доповнити (4.20) відповідними обмеженнями на

граничні рівні цього обміну. Так потік електроенергії із області А до області В не повинен перевищувати на обмеження передачі в цьому напрямку: $V_{Coup}^{A \rightarrow B} \leq V_{max}^{A \rightarrow B}$. Аналогічно потік електроенергії із області В до області А не повинен перевищувати на обмеження передачі для цього напрямку: $V_{Coup}^{B \rightarrow A} \leq V_{max}^{B \rightarrow A}$. Спосіб врахування таких обмежень залежить від особливостей реалізації алгоритму розрахунку потоку електроенергії між об'єднуваними ціновими областями. Наприклад, якщо обмеження пропускної спроможності враховується на етапі побудови графіків ФЧЕ, то вираз (4.20) використовується без будь яких змін. Можливий і інший спосіб врахування обмежень пропускної спроможності міжсистемного електричного зв'язку. В (4.20) значення потоку електроенергії встановлюється шляхом вибору мінімальної величини однієї із двох змінних оптимізації. Таким чином, обмеження пропускної спроможності міжсистемного електричного зв'язку найбільш просто враховуються шляхом введення третього аргументу, який порівнюється з іншими аргументами під час оптимізації:

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \begin{cases} -\min(\max(NEC^B(C^B)), \min(NEC^A(C^A)), V_{max}^{B \rightarrow A}), C^A \geq C^B, C_{Isol}^A > C_{Isol}^B \\ \min(\min(NEC^B(C^B)), \max(NEC^A(C^A)), V_{max}^{A \rightarrow B}), C^A \leq C^B, C_{Isol}^A < C_{Isol}^B \\ 0, C_{Isol}^A = C_{Isol}^B \end{cases} \quad (4.21)$$

Вираз (4.21) є аналітичним рішенням задачі розрахунку потоку електроенергії між об'єднуваними ціновими областями А і В. При цьому технічно не складно реалізувати розрахунок граничних значень ФЧЕ, необхідних для прийняття остаточного рішення. У розділі 4.2 показано, що реалізація обміну електроенергією між двома об'єднуваними ціновими областями призводить до зміщення графіків ФЧЕ цих областей уздовж осі імпорту/експорту електроенергії на величину $V_{Coup}^{A \rightarrow B}$ не змінюючи при цьому структуру самих ФЧЕ. Тому рішення задачі розрахунку вирівнювального потоку електроенергії в окремому міжсистемному зв'язку по формулі (4.21) виконується «за один прохід» без необхідності організовувати ітераційний процес. У випадку, коли здійснюється сполучення більше, ніж двох цінових областей, процес пошуку рішення дещо

ускладняється. Дійсно, значення потоків електроенергії по електричним зв'язкам між ціновими областями залежать від співвідношень граничних цін в цих областях. В той же час реалізація обміну електроенергією зумовлює зміни в балансі попиту та пропозиції задіяних цінових областей і, як наслідок – зміни граничних цін в цих областях. Таким чином, реалізація обміну електроенергією по одному електричному зв'язку між двома ціновими областями зумовлює необхідність уточнення значень обміну електроенергією по іншим електричним зв'язкам. З огляду на нелінійний характер залежності граничної ціни в ціновій області та обсягом імпорту/експорту електроенергії для цієї області, розв'язання задачі розрахунку значень потоків електроенергії між більш ніж двома ціновими областями вимагає організації ітераційного процесу.

4.4.5 Організація ітераційного процесу для розв'язання задачі розрахунку потоків електроенергії між ціновими областями

Формула (4.21) дозволяє обчислити величину потоку електроенергії, необхідну для компенсації різниці цін між двома об'єднуваними областями. У випадку двох об'єднаних областей достатньо одноразового обчислення значення $V_{Coop}^{B \rightarrow A}$. У загальному випадку, коли об'єднується більше двох областей, слід брати до уваги наступний фактор. За результатами розрахунку (4.21) у вузлах А і В зміняться значення граничних цін, що в свою чергу, призведе до зміни співвідношень між цінами в цих двох вузлах і цінами в інших вузлах мережевого графа. Таким чином, виникає необхідність додатково коригувати величини потоків в інших гілках мережевого графа. Таке коригування виконується ітераційно для всіх гілок мережевого графа доти, поки не буде отримано стійке рішення. Найбільш придатним математичним апаратом реалізації ітераційного процесу коригування значень потоків в гілках з метою вирівнювання значень цін у вузлах є Метод Зейделя, алгоритм якого відповідає поставленій задачі: коригувати значення потоків в гілках з урахуванням вже змінених на поточному циклі ітерації значень цін у вузлах.

Якщо задані обмеження на потоки в гілках мережевого графа не заважають звести до нуля різницю значень цін у вузлах, то в результаті розв'язання задачі розрахунку потоків електроенергії між сполучуваними ціновими областями досягається більш загальна мета аукціону – максимізація добробуту за рахунок сполучення локальних ринків електроенергії. Якщо технологічні обмеження на обмін електроенергією не дозволяють зрівняти ціни на поєднуваних ринках, то розв'язок задачі максимізації добробуту надаватиме рішення, яке задовольняє обмеженням на потоки електроенергії в гілках заступної схеми в моделі об'єднуваного ринка електроенергії.

Вище наведені міркування стосуються способу розрахунку потоків електроенергії в гілках виходячи з різниці цін в прилеглих вузлах. Можливий і інший підхід до розв'язання задачі розрахунку потоків електроенергії: організація обчислювального процесу на основі балансу попиту та пропозиції в вузлах мережевого графа виходячи з різниці цін між окремим вузлом і вузлами, безпосередньо пов'язаними з ним гілками. Однак, цей метод має більш складне математичне обґрунтування і вимагає більшого обсягу обчислювальних операцій. Тому, з метою поліпшення наочності викладу розробленого метода врахування мережевих обмежень на РДН, задача розрахунку потоків електроенергії між ціновими областями розв'язуватиметься більш простим у викладі та реалізації методом розрахунку потоків електроенергії в гілках виходячи з різниці цін в прилеглих вузлах.

Організація ітераційних обчислень вимагає запровадження умов закінчення розрахунків. Розв'язками задачі розрахунку потоків електроенергії між ціновими областями є величини потоків електроенергії в гілках і величини цін в вузлах. Тому найбільш природним способом контролю ітераційного процесу є аналіз значень цих параметрів на суміжних циклах ітерацій. Так першою умовою досягнення стійкого рішення є така умова: *різниця розрахованих цін у кожному вузлі для суміжних циклів ітерації $(k-1)$ і k не повинна перевищувати деякого значення VT_C , яким встановлюється задана точність розрахунку цін в цінових областях:*

$$\left| (C_h^z)^{(k-1)} - (C_h^z)^{(k)} \right| \leq VT_C \quad \forall z \in Z, h \in \{1, 2, \dots, 24\}$$

Друга умова завершення ітераційного процесу має наступне формулювання: різниця розрахованих потоків електроенергії в кожній гілці для суміжних циклів ітерації $(k-1)$ і k не повинна перевищувати деякого значення VT_{VL} , яким встановлюється задана точність розрахунку потоків електроенергії між ціновими областями:

$$\left| (V_h^l)^{(k-1)} - (V_h^l)^{(k)} \right| \leq VT_{VL} \forall l \in L, h \in \{1, 2, \dots, 24\}$$

Особливість організації обчислювального процесу пошуку оптимальних значень обсягів обміну електроенергією по міжсистемним перетинам полягає у тому, що на кожній ітерації для зв'язку між двома ціновими областями розраховуватиметься надбавка до потоку електроенергії з урахуванням результатів попередніх розрахунків. Так, надбавка до потоку електроенергії в гілці l між двома вузлами (A) та (B) заступної схеми для k -ої ітерації розраховуватиметься по формулі:

$$\Delta V_{[k]}^{A \rightarrow B} = \begin{cases} -\min\left(\max\left(NEC^B(C^B)\right), \min\left(NEC^A(C^A)\right), V_{max}^{B \rightarrow A} - V_{[k-1]}^{A \rightarrow B}\right), C^A \geq C^B, C_{[k-1]}^A > C_{[k-1]}^B \\ \min\left(\min\left(NEC^B(C^B)\right), \max\left(NEC^A(C^A)\right), V_{max}^{A \rightarrow B} - V_{[k-1]}^{A \rightarrow B}\right), C^A \leq C^B, C_{[k-1]}^A < C_{[k-1]}^B \\ 0, C_{[k-1]}^A = C_{[k-1]}^B \end{cases}$$

З огляду на ітераційний характер процесу пошуку оптимального рішення, моделювання ізолюваних торгів у сполучуваних ринках електроенергії набуває значення пошуку початкового наближення і, за потреби, зменшення обсягів розрахунків досягається іншим початковим наближенням, наприклад, результатами розрахунків за інший період часу.

Приклад алгоритмічної реалізації ітераційного процесу пошуку оптимальних обсягів обміну електроенергією між сполучуваними ціновими зонами наведений на рисунку 4.26.

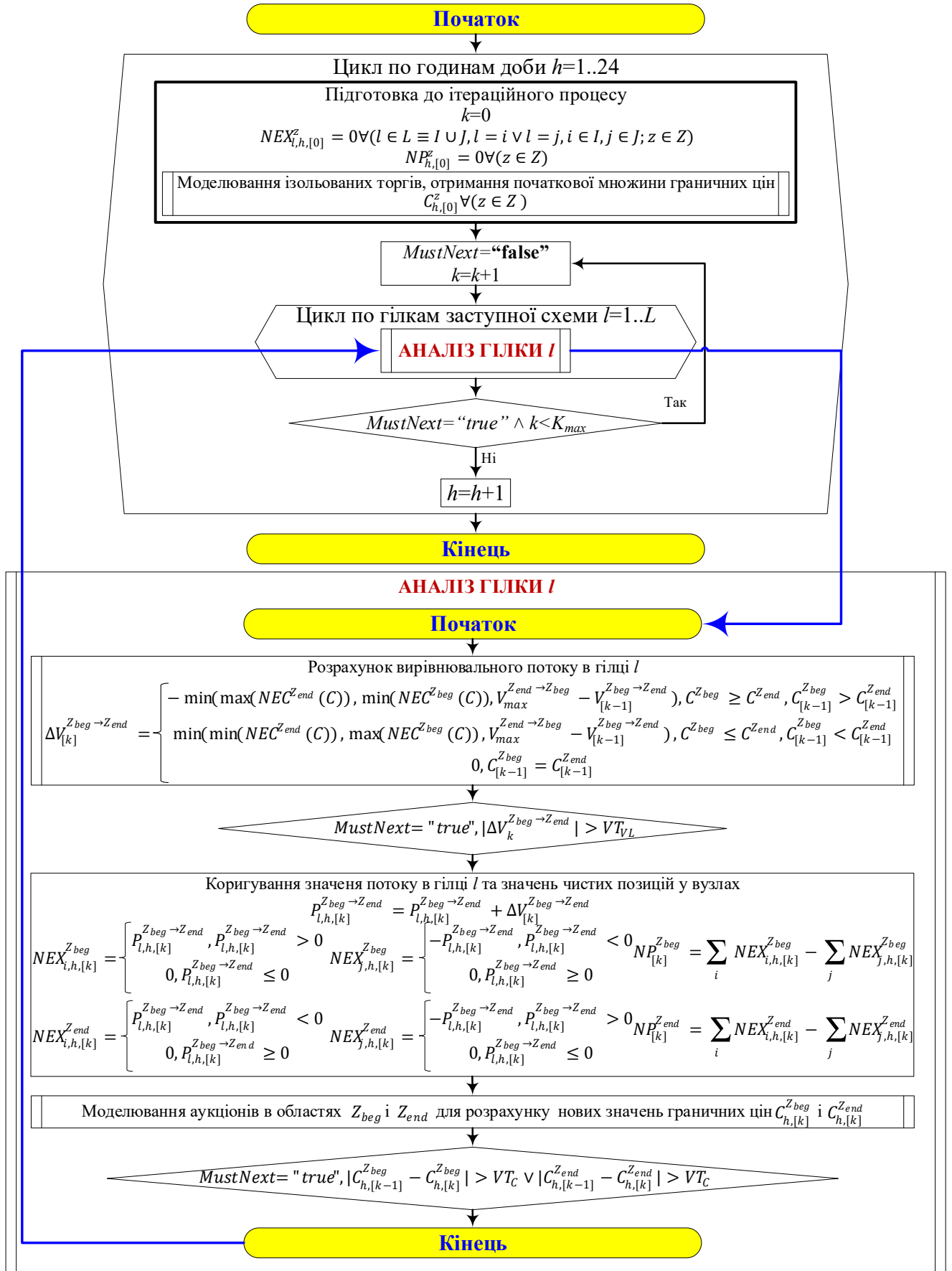


Рис. 4.26. Алгоритм врахування обмежень на обмін електроенергією між ціновими зонами в сегменті РДН

Наведений алгоритм реалізує три рівні аналізу:

1) погодинний аналіз топологічного графа розрахункової схеми сполучуваних ринків, на рівні якого здійснюється циклічний аналіз електричних перетинів (гілок заступної схеми), доки не буде знайдено стійке оптимальне рішення;

2) рівень аналізу електричного перетину (гілки топологічного графу), на якому розраховується надбавка до потоку електроенергії, реалізація якої має вирівняти ціни у сполучуваних зонах (вузлах топологічного графу); за ненульового значення надбавки відповідно коригуються значення потоку у перетині, а також баланси імпорту/експорту та граничні ціни у прилеглих цінових зонах;

3) рівень формування балансу попиту та пропозиції та розрахунку граничної ціни у ціновій зоні (вузлі топологічного графу) з урахуванням обсягів імпорту/експорту електроенергії.

Наведена на рисунку 4.26 схема розрахунків є найпростішим способом алгоритмічної реалізації викладеного в даному розділі методу врахування обмежень на обмін електроенергією у сполучуваних цінових зонах сегменту РДН і відображений виключно для наочної демонстрації принципів рішення поставленої задачі використанням методу вирівнювальних потоків. Для здійснення практичних досліджень наведений на рисунку 4.26 алгоритм необхідно розширити процедурами імітації різних варіантів ціноутворення для сполучуваних зон, алгоритмами направленого пошуку оптимального рішення, додатковими рівнями аналізу для врахування різних складових добової оптимізації РДН (наприклад, блокових цінових заявок) та іншими функціями, реалізація яких дозволить виконати імітаційне моделювання різних способів організації РДН України. Приклад ітераційного розрахунку оптимальних значень обміну електроенергією шляхом сполучення цінових зон ринку з використанням висвітленого в дисертаційній роботі методу наведений у Додатку Д.

4.5 Висновки до розділу 4

Досліджено різні варіанти відношень між графіками функцій попиту та пропозиції з огляду на способи розрахунку значень потенціалу експорту та ємності імпорту електроенергії для окремого ринку. За результатами досліджень виділено 8 варіантів відношень між функціями попиту та пропозиції, для яких значення функції чистого експорту розраховується за окремою формулою. Кожен з цих восьми випадків однозначно ідентифікується відношеннями заданої ціни до значень максимальної та мінімальної ціни функцій попиту та пропозиції. Сформовано модель розрахунку потенціалу експорту та ємності імпорту електроенергії для окремого ринку, в якій враховуються цінові заявки різних типів.

За результатами досліджень властивостей функцій чистого експорту (ФЧЕ) визначено дві причини, які призводять до неповного злиття ринків електроенергії:

- неможливість реалізації обміну електроенергією внаслідок обмеженої пропускної спроможності міжсистемних зав'язків;
- недостатні для вирівнювання граничних цін потенціал експорту та ємність імпорту електроенергії в сполучуваних ринках.

Виявлені протиріччя у логіці ціноутворення в окремих випадках неповного злиття ринків. Для усунення таких протиріч запропоновано здійснювати розрахунки обсягів обміну електроенергією і граничних цін роздільно як окремі підзадачі.

За результатами досліджень розроблені та науково обґрунтовані універсальні моделі ФЧЕ, які враховують різні відношення між попитом та пропозицією у сполучуваних ринках електроенергії.

Обґрунтовано подання задачі врахування обмежень на обмін електроенергією у сполучуваних ринках цільовою функцією мінімізації граничних цін у цих ринках. Зміна постановки задачі дозволила поєднати математичний апарат аналізу топологічного графу електричної мережі із апаратом моделювання двостороннього аукціону.

Розроблено метод врахування обмежень на обмін електроенергією під час торгів на РДН. Сформовано цільову функцію, що передбачає мінімізацію різниці граничних цін між сполучуваними областями. Розв'язання поставленої задачі

здійснюється шляхом аналізу графа, в якому цінові області подаються вузлами, а електричні зв'язки між цими областями – гілками.

Розроблено математичні моделі розрахунків потоків електричної енергії, реалізація яких забезпечує вирівнювання граничних цін в сполучуваних ринках. Визначено принцип організації ітераційного пошуку розв'язку поставленої задачі.

Таким чином, в розділі розвинуто теоретичні та практичні підходи до розв'язання задачі сполучення ринків електричної енергії за рахунок: розробки моделей функції чистого експорту; наукового обґрунтування та розроблення нового методу сполучення ринків; розвитку наукових основ вирішення проблеми врахування технологічних обмежень на потоки електроенергії по магістральним лініям електропередавання в сегменті ринку «на добу наперед» створенням методу та моделей, які, на відміну від існуючих, дозволяють здійснювати аналіз відповідних обмежень на ринках електроенергії із довільною структурою електричних мереж, не вимагають лінеаризації функції пропозиції і не накладають обмежень на типи цінових заявок, поданих учасниками цього сегменту ринку електричної енергії.

Практична реалізація розробленого методу для моделювання торгів на ринку «на добу наперед» дала змогу ефективно та практично враховувати потреби учасників цього сегменту ринку електроенергії та дослідити різні шляхи інтеграції ринку електричної енергії України до ринків країн Європи. Результати таких досліджень практично використані під час розробки концепції впровадження ринку «на добу наперед» України, яка визначає можливості явного та неявного врахування мережевих обмежень та для оцінки ефективності рішень на різних етапах інтеграції ринку електричної енергії України до ринків електроенергії європейських країн, дослідження експортного потенціалу ОЕС України, що наведені в наступному розділі роботи.

РОЗДІЛ 5

ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ОРГАНІЗАЦІЇ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

5.1 Оцінка доцільності виділення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону у сегменті РДН України

Однією з основних проблем з точки зору наявності мережевих обмежень в Україні є наявність Бурштинського енергоострова (БЕО), який не має електричних зв'язків з ОЕС України та працює у синхронному режимі з європейською мережею ENTSO-E. Електрична енергія, яка переважно виробляється Бурштинською ТЕС, має високу собівартість виробництва через транспортні витрати на доставку вугілля. Ця електрична енергія з відносно високою ціною може бути не реалізована ні на ринку двосторонніх договорів, ні на РДН, а тому потрібно буде вирішувати питання електрозабезпечення споживачів острова через механізми розв'язання системних обмежень на БР. Зазначимо, що в діючій моделі ринку “Єдиного покупця” формується єдина оптова ринкова ціна, яка враховує всі затрати виробників ізольованих зон з високою ціною собівартості та соціалізується серед усіх споживачів країни.

При наявності двох або більше електрично-ізольованих зон та необхідності вирішення системних обмежень механізмами БР, важливим питанням є оцінка впливу додаткового фінансового навантаження такого механізму на споживачів всіх зон. Для наочності представимо пропозицію електроенергії у вигляді лінійного графіка, а попит – обмеженням на обсяги торгів.

У розділі 3 дисертаційної роботи наведено метод оцінки доцільності врахування обмежень на обмін електроенергією по магістральним електричним мережам в сегменті РДН. Застосуємо даний метод для визначення доцільності виділення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону з урахуванням особливостей функціонування ОЕС та оптового ринку електроенергії України.

Нехай на ринку двосторонніх договорів та РДН через високу ціну електричної енергії не були законтраговані пропозиції виробників Бурштинського енергоострова (рис. 5.1).

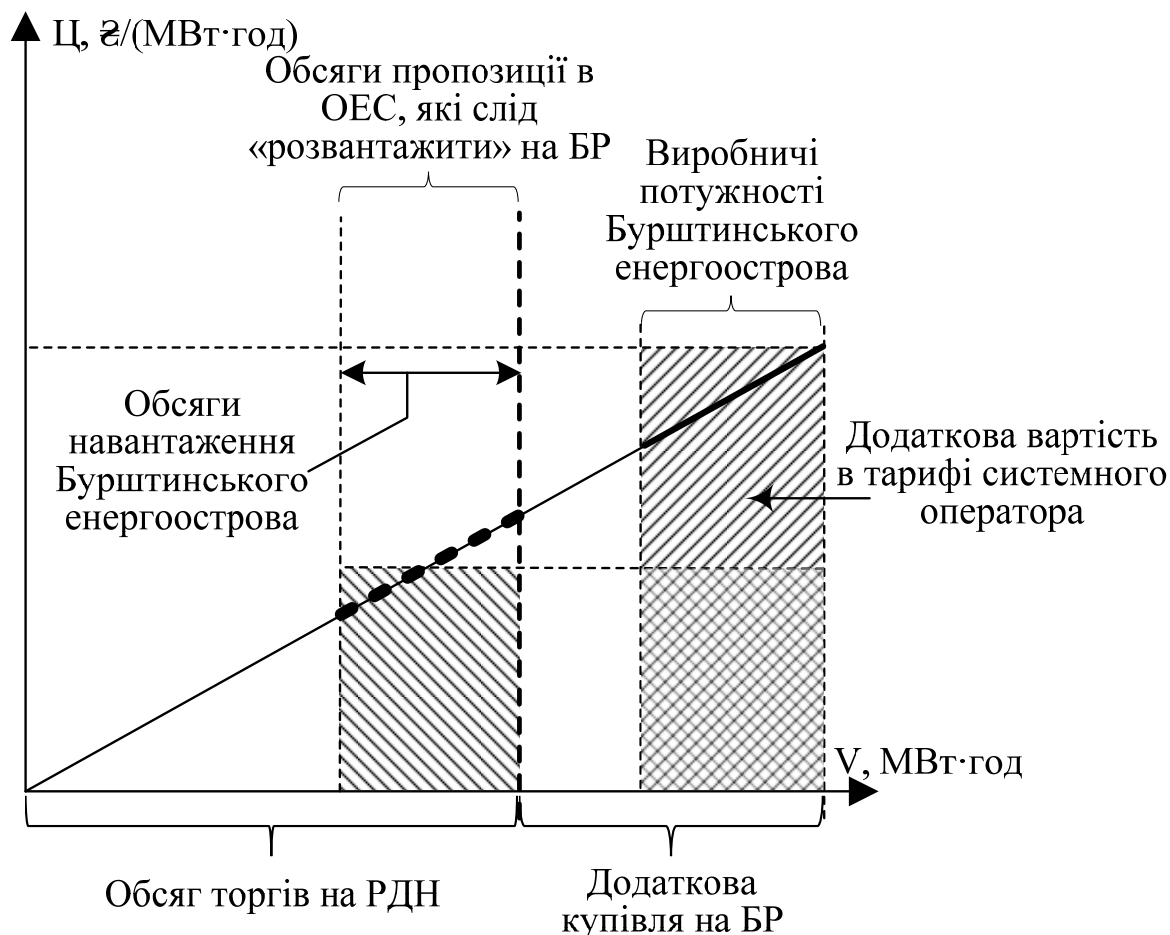


Рис. 5.1. Передумови для завищення вартості електроенергії

Таким чином, для підтримання балансу виробництва та споживання в цій зоні, та використовуючи економічні стимули на БР, СО акцептовуватиме пропозиції виробників цієї зони. СО купить у виробників електричну енергію за заявленою ціною (ЦЗ), яка апріорі є вищою за ціну ринку (ЦРДН). Для збереження балансу виробництва та споживання в ОЕС України, СО на БР акцептує заявки на продаж електричної енергії виробникам в іншій зоні за заявленими ними цінами на розвантаження (ЦР), яка буде нижче ринкових. Таким чином, купівля за високою ціною та продаж за низькою ціною електричної енергії на БР з метою усунення

системних обмежень, СО створить дефіцит коштів та вимагатиме включення до тарифу СО джерела покриття цього дефіциту.

Збільшення тарифу СО збільшить ціну у споживачів обох зон. За рахунок тарифу СО витрати на усунення системних обмежень будуть рівномірно соціалізовані серед споживачів країни. У виробників, які знаходяться в зоні з примусовим на БР акцептом пропозиції по заявленій ціні на завантаження, зникають стимули для участі на конкурентному ринку через наявність механізму покриття вартості електричної енергії як “витрати +”. Це спотворює ситуацію, коли споживачі всіх зон сплачуючи тариф СО та частково покривають неконкурентні ціни виробників в іншій зоні. Крім того, при наявності експорту з датованої зони, ми отримуємо ситуацію, коли низька ціна на конкурентному внутрішньому ринку електричної енергії не покриває всі витрати виробників датованої зони, але є привабливою для експорту.

Вище наведені міркування стосуються виключно обсягу фактичного дотування енергоагрегатів Бурштинської ТЕС. Проте, неврахування технологічних обмежень на обмін електроенергією між Бурштинським енергоостровом та іншою частиною ОЕС України спричиняє негативний вплив на ОРЕ України в цілому, що додатково призводить до ще більшого завищення вартості електроенергії. Розглянемо детальніше основні складові такого завищення (рис. 5.2).

Спільний аукціон для Бурштинського енергоострова та ОЕС України призводитиме до наступних негативних наслідків:

- додаткові витрати від завищення ціни на РДН внаслідок залучення виробничих потужностей в частині ОЕС України умовно на покриття попиту енергоострова (заштрихована область 1 на рисунку 5.2);
- додаткові витрати на БР, що виникають внаслідок розвантаження енергоблоків в ОЕС України, які були залучені на РДН на покриття попиту енергоострова, але фактично не здатні здійснити таке покриття (заштрихована область 2 на рисунку 5.2);
- завищення ціни на БР України внаслідок залучення виробничих потужностей для покриття навантаження Бурштинського енергоострова

(заштрихована область 3 на рисунку 5.); слід зазначити, що дане завищення цін виникатиме у випадку маржинального ціноутворення на БР, а не при прийнятті пропозицій щодо балансування по заявленій виробниками ціні;

- підвищення загальної вартості електроенергії внаслідок використання дорогих потужностей Бурштинської ТЕС.

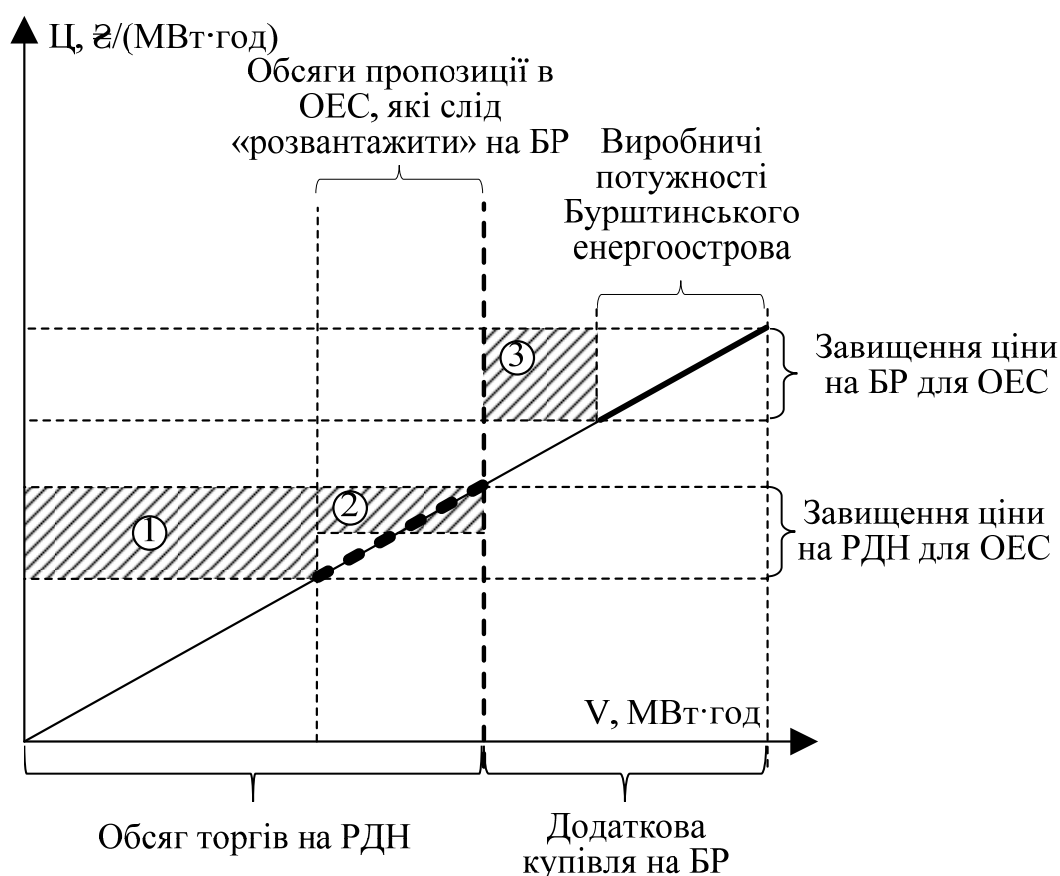


Рис. 5.2. Складові завищення вартості електроенергії

Вочевидь така ситуація буде нівелювати низку переваг конкурентної моделі ринку електроенергії України, зокрема щодо прозорості ціноутворення, правильності визначення цінових сигналів та визначення напрямків інвестування у розвиток електричних станцій та мереж.

Одним із найпростіших способів вирішення проблеми завищення вартості електроенергії для споживача вбачається обов'язковий продаж електричної енергії на єдиному аукціоні РДН виробників енергоострова та покриття збитків з тарифу СО. Розглянемо деякі можливі наслідки впровадження такого підходу (рис. 5.3).

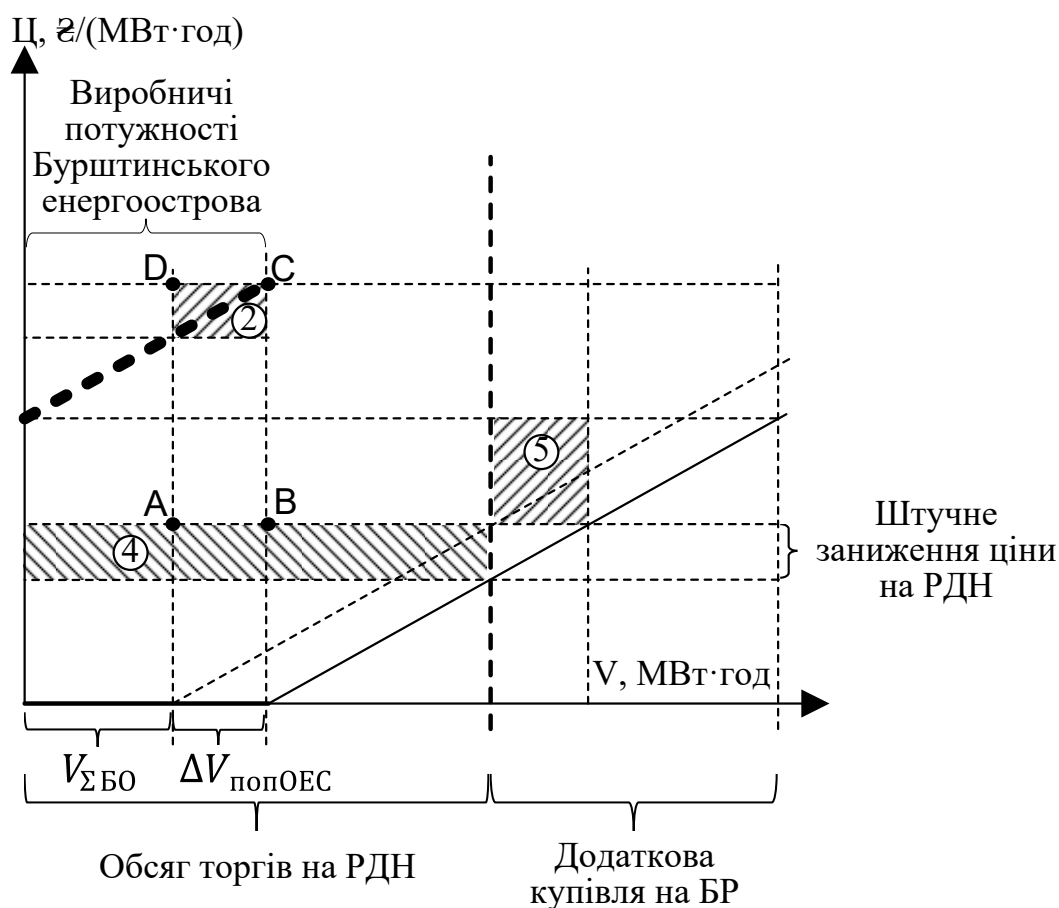


Рис. 5.3. Наслідки продажу електроенергії на РДН виробниками Бурштинського енергоострова

Для реалізації рішення про обов'язковий продаж електроенергії виробниками Бурштинського енергоострова додатково слід визначитись про обсяги такого продажу:

- а) обов'язкова участь на РДН всіх доступних виробничих потужностей Бурштинського енергоострова;
- б) обов'язкова участь на РДН виробничих потужностей Бурштинського енергоострова в обсягах, необхідних для покриття попиту енергоострова.

Бурштинський енергоострів є профіцитним регіоном, причому частина виробленої електроенергії спрямовується на експорт до країн ENTSO-E. Оскільки обсяги експорту на даний момент визначаються двосторонніми договорами, то для аналізу стану на РДН України експортну складову Бурштинського енергоострова в наведеному дослідженні не враховано виходячи із припущення про реалізацію

експорту електроенергії виключно виробничими потужностями, не задіяними на покриття власного споживання енергоострова.

Тоді баланс попиту та пропозиції в цій зоні складатимуть доступне виробництво Бурштинської ТЕС $V_{\Sigma \text{БТЕС}}$, сумарний попит Бурштинського енергоострова $V_{\Sigma \text{БО}}$ та обсяги електроенергії, якими Бурштинська ТЕС може покрити навантаження ОЕС України $\Delta V_{\text{попОЕС}}$: $V_{\Sigma \text{БТЕС}} = V_{\Sigma \text{БО}} + \Delta V_{\text{попОЕС}}$. Обов'язкові для продажу обсяги пропозиції електроенергії на аукціоні зазвичай подаються пропозиціями з нульовою чи навіть від'ємною ціною (рис. 5.3).

В результаті обсяги цінової заявки Бурштинської ТЕС $V_{\Sigma \text{БТЕС}}$ витіснятимуть пропозицію інших ТЕС, що призводитиме до штучного заниження ціни на РДН. Проте зниження вартості електроенергії, що виникає внаслідок штучного заниження ціни на РДН (заштрихована область 4 на рисунку 5.3), частково чи повністю нівелюється завищеною вартістю електроенергії Бурштинської ТЕС понад мінімально необхідних для покриття попиту енергоострова (площа чотирикутника ABCD область 4 на рисунку 5.3).

Цієї складової завищення вартості електроенергії можливо уникнути, якщо в сегменті БР розвантажити енергоагрегати Бурштинської ТЕС в обсягах $\Delta V_{\text{попОЕС}}$ та додатково залучити більш дешеві виробничі потужності. Проте, і в цьому випадку виникають додаткові витрати, що призводять до завищення вартості електроенергії:

- витрати, пов'язані з розвантаженням частини потужностей Бурштинської ТЕС (заштрихована область 2 на рисунку 5.3);
- додатковим залученням виробничих потужностей по граничній ціни БР, а не РДН (заштрихована область 5 на рисунку 5.3).

Уникнути наведених вище додаткових складових вартості електроенергії можливо шляхом визначення обов'язкових обсягів продажу електроенергії енергоагрегатами Бурштинської ТЕС на рівні прогнозованого попиту енергоострова. В цьому випадку на РДН фактично буде запроваджено розділення РДН на зони за попитом на електроенергію. При цьому додаткове відокремлення процедур балансування Бурштинського енергоострова в сегменті БР (для уникнення

завищення граничної ціни в частині БР в ОЕС України) призведе до фактичного запровадження зональної моделі ціноутворення.

Реалізація зональної моделі ціноутворення в сегментах РДН та БР дозволяє уникнути завищення вартості електроенергії в межах України, але при цьому зберігається можливість додаткових втрат в процесі подальшої інтеграції ОЕС України з енергосистемами країн ENTSO-E та об'єднанні ринків електроенергії країн Європи та України. Дійсно за умов формально єдиного ринку РДН в Україні будь-який учасник ринку має можливість здійснити експорт електроенергії.

Проте, без модернізації електричних мереж та інших електростанцій фактичне постачання електроенергії до країн ENTSO-E здійснюватиме Бурштинська ТЕС з більш високою вартістю виробництва. І врахування такої різниці вартості електроенергії в тарифі СО призведе до прихованого дотування експорту за рахунок власного споживача.

Найбільш очевидним шляхом розв'язання наведених проблем є повноцінне виділення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону. Запровадження зонального ціноутворення на ОРЕ України не вимагає суттєвих фінансових та організаційних затрат. При цьому зональна модель ціноутворення дозволить уникнути завищення цін як на РДН, так і на БР.

Недоліком такого підходу є встановлення різних цін на електроенергію для різних регіонів України. Однак цей фактор можливо компенсувати шляхом додаткового розрахунку єдиної оптової ціни на електроенергію вже після формування графіка покриття навантаження (на кшталт єдиної національної ціни для споживачів італійського оптового ринку електроенергії). При цьому частково збережеться приховане дотування дорогих виробничих потужностей Бурштинської ТЕС, але не виникатимуть додаткові платежі, пов'язані з завищенням цін та розвантаженням енергоагрегатів, що не здатні покрити навантаження Бурштинського енергоострова.

Оцінку величини додаткових втрат, що виникають внаслідок здійснення єдиних торгів для ОЕС України та Бурштинського енергоострова, найбільш просто здійснити для складової додаткових втрат, які виникають внаслідок завищення

граничної ціни. Дійсно, нехай на об'єднаному аукціоні реалізовано торгову сесію з обсягами $V_{\text{ОЕС+БЕО}}$ та граничною ціною $C_{\text{ОЕС+БЕО}}$. Вартість електроенергії в цьому випадку розраховуватиметься по формулі:

$$P_{\text{ОЕС+БЕО}} = V_{\text{ОЕС+БЕО}} \cdot C_{\text{ОЕС+БЕО}}.$$

Аналогічно розраховуватиметься вартість електроенергії для Бурштинського енергоострова $P_{\text{БЕО}}$ та ОЕС України $P_{\text{ОЕС}}$ за результатами окремих один від одного (ізолюваних) торгів:

$$P_{\text{ОЕС}} = V_{\text{ОЕС}} \cdot C_{\text{ОЕС}};$$

$$P_{\text{БЕО}} = V_{\text{БЕО}} \cdot C_{\text{БЕО}}.$$

Тоді втрати, що виникають внаслідок завищення граничної ціни, розраховуватимуться по формулі:

$$\Delta P_{\text{гр.ц}} = P_{\text{ОЕС+БЕО}} - (P_{\text{ОЕС}} + P_{\text{БЕО}}).$$

Оцінка значення втрат здійснювалася на прикладі добового аукціону для 14 квітня 2015 року. Вартість електроенергії розраховано в € за курсом НБУ, що склався в цей день і становив 24,453 (₴/€). Розрахунки цінових заявок в € виконані для прозорого порівняння з попитом та пропозицією на європейських ринках електроенергії.

Результати моделювання погодинних торгів на 14 квітня 2015 року для об'єднаного аукціону та ізолюваних аукціонів окремо по ОЕС України і Бурштинського енергоострова зведено до таблиці 5.1. Згідно з розрахунками, витрати, що виникають за вказану добу внаслідок завищення граничної ціни, становитимуть:

$$\Delta P_{\text{гр.ц}} = 3766161 - (2872697 + 541564) = 351900(\text{€}) = 8605010,7(\text{₴}).$$

Розрахунки інших наведених в розділі 3.4 складових втрат потребують більш детального аналізу акцептованих цінових заявок та моделювання процедури «розвантаження» енергоагрегатів на БР, що лише збільшить наведене вище значення витрат.

Таким чином, проведені дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням обмежень на обмін електроенергією між Бурштинським енергоостровом та іншою частиною ОЕС України показали, що запровадження в Україні зональної моделі ціноутворення в сегменті РДН

виділенням Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону дозволить зменшити вартість електроенергії не менше ніж на 9,3% у порівнянні із функціонуванням єдиного аукціону у цьому сегменті ринку електроенергії.

Таблиця 5.1

Результати моделювання погодинних торгів

Година доби	Ізольовані торги ОЕС			Ізольовані торги БЕО			Спільний аукціон ОЕС + БЕО		
	V , МВт·год	C , €/ (МВт·год)	P , €	V , МВт·год	C , €/ (МВт·год)	P , €	V , МВт·год	C , €/ (МВт·год)	P , €
00-01	1676	34,33	57537	458	42,55	19487	2134	37,06	79086
01-02	1130	34,33	38793	447	42,55	19019	1577	37,04	58412
02-03	944	34,33	32408	434	42,55	18466	1378	37,04	51041
03-04	918	34,07	31279	428	42,55	18211	1346	37,04	49856
04-05	974	34,33	33437	427	42,55	18168	1401	37,04	51893
05-06	1632	34,33	56027	437	42,55	18593	2069	37,06	76677
06-07	2778	35,07	97419	496	42,55	21104	3274	37,98	124347
07-08	3738	35,20	131578	524	42,55	22295	4262	37,98	161871
08-09	4278	35,20	150586	573	42,55	24380	4851	41,52	201414
09-10	4064	35,20	143053	594	42,55	25273	4658	40,76	189860
10-11	4432	37,67	166945	576	42,55	24508	5008	42,47	212690
11-12	4313	35,20	151818	561	42,55	23869	4874	41,52	202368
12-13	4483	37,67	168866	561	42,55	23869	5044	42,47	214219
13-14	4413	37,67	166229	551	42,55	23444	4964	41,52	206105
14-15	4398	37,67	165664	539	42,55	22933	4937	41,52	204984
15-16	4335	37,67	163291	534	42,55	22721	4869	41,52	202161
16-17	4185	35,20	147312	556	42,55	23657	4741	40,76	193243
17-18	4160	35,20	146432	533	42,55	22678	4693	40,76	191287
18-19	4148	35,20	146010	550	42,55	23401	4698	40,76	191490
19-20	3969	35,20	139709	574	42,55	24423	4543	40,76	185173
20-21	4159	35,20	146397	656	42,69	28006	4815	41,52	199919
21-22	4164	35,20	146573	628	42,69	26810	4792	41,52	198964
22-23	4006	35,20	141011	555	42,55	23614	4561	40,76	185906
23-24	2975	35,07	104327	532	42,55	22636	3507	37,98	133196
За добу	80272	35,79	2872697	12724	42,56	541564	92996	40,50	3766161

Запровадження такої моделі забезпечує прозоре ціноутворення в сегменті РДН, створення однакових умов для конкуренції для виробників електричної енергії в усіх зонах, зменшення вартості вирішення системних обмежень в тарифі СО, зменшення фінансового навантаження на споживачів електроенергії а також стимулюватиме модернізацію електричних мереж та станцій в Україні.

Останнє, перш за все, пов'язано з подальшим розвитком запропонованого підходу в частині зменшення рівня цін на електроенергію в Бурштинському енергоострові за рахунок його розширення шляхом введення додаткових потужностей з іншої частини ОЕС України або запровадження об'єднаного РДН між Бурштинським енергоостровом та країнами Європи, що стане важливим етапом входження України до загальноєвропейського ринку електроенергії.

5.2 Комплексна оцінка експортного потенціалу ОЕС України

5.2.1 Методика організації експериментальних досліджень для оцінки експортного потенціалу ОЕС України

В роботі проведені експериментальні дослідження з метою отримання числових показників для наступних складових впливу системних обмежень на функціонування ринку електроенергії України:

- вплив обмежень для виробничих потужностей електростанцій, пов'язаних з виділенням для ОСП резервів на надання ДП;
- наслідки розширення Бурштинського енергоострова енергоблоком №2 Хмельницької АЕС на функціонування РДН ОЕС України;
- оцінка результатів реалізації пілотного проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» для Бурштинського енергоострова та окремих ринків електроенергії ENTSO-E.

Дослідження здійснені імітаційним моделюванням функцій РДН з приведенням результатів до значень за рік. В якості вхідних даних для експериментальних досліджень прийняті погодинні графіки попиту/пропозиції для показових днів, до яких віднесені робочі і вихідні дні по кожному сезону року (зима, весна, літо і осінь). Перелік та означення показових днів, використаних при імітаційному моделюванні, наведений у таблиці 5.2.

Для отримання чисельних значень, приведених до розрахункового року, результати імітаційного моделювання погодинних торгів на РДН

використовувалися для розрахунку добових значень, після чого здійснювалася апроксимація отриманих для показових днів результатів до річних значень з урахуванням розподілу кількості днів року на будні та вихідні по сезонам.

Розподіл днів 2016 року, використаний для апроксимації отриманих для показових днів результатів до річних значень, зведений до таблиці 5.3.

Таблиця 5.2

Показові дні року для імітаційного моделювання

День року	День тижня	Сезон року
21 січня 2016 року	будень	зима
23 січня 2016 року	вихідний	
6 квітня 2016 року	будень	весна
9 квітня 2016 року	вихідний	
23 червня 2016 року	будень	літо
25 червня 2016 року	вихідний	
24 листопада 2016 року	будень	осінь
26 листопада 2016 року	вихідний	

Таблиця 5.3

Кількісний розподіл днів у 2016 році

Період	Кількість днів	
	буднів	вихідних
Січень	19	12
Квітень	21	9
Червень	19	11
Листопад	22	8
зима (січень, лютий, грудень)	62	29
весна (березень, квітень, травень)	62	30
літо (червень, липень, серпень)	63	29
осінь (вересень, жовтень, листопад)	64	27

Експериментальний аналіз впливу обмежень для виробничих потужностей електростанцій, пов'язаних з виділенням для ОСП резервів на надання ДП, здійснювався окремо для Бурштинського енергоострова і окремо для іншої частини ОЕС України. З метою нівелювання впливу правил виділення резервів на ДП у структурі цінової заявки продавця електроенергії, пропозиція подавалася східчастим графіком, в якому кожна сходинка відображала єдину пару «ціна – обсяг» окремого генератора електростанції. Оскільки попит на ОРЕ України наразі

не структуровано, моделювання функцій РДН здійснювалося використанням математичного апарату одностороннього аукціону і тому контрольним показником експериментального аналізу була лише вартість електроенергії за результатами торгів на РДН. З метою нівелювання інших наразі невизначених чинників (тарифи на ДП, методи вибору енергоагрегатів для надання ДП, способи гарантування рівнів завантаження генераторів для забезпечення стану готовності до надання ДП та способи розрахунку вартості такого завантаження) експериментальний аналіз реалізовано шляхом порівняння вартості електроенергії для двох альтернативних варіантів розрахунків:

1) розрахунок вартості електроенергії, проданої за рік на РДН при поданні графіка пропозиції, у якому визначається повна потужність генераторів електростанцій;

2) розрахунок вартості електроенергії, проданої за рік на РДН при поданні графіка пропозиції, у якому потужність генераторів електростанцій визначена з виключенням виділених під ДП резервів.

При підготовці графіка пропозиції електроенергії на РДН обсяги потужності генераторів за виключенням резервів на надання ДП розраховувалися по емпіричній формулі:

$$V_{\text{рин.}}^{\text{бл.}} = \frac{K_{\text{КВ}} \cdot P_{\text{max}}^{\text{бл.}} - P_{\text{min}}^{\text{бл.}}}{2} + P_{\text{min}}^{\text{бл.}},$$

де: $P_{\text{min}}^{\text{бл.}}$, $P_{\text{max}}^{\text{бл.}}$ – значення відповідно мінімально стійкого та максимального навантаження енергоблока електростанції;

$K_{\text{КВ}}$ – статистичний коефіцієнт корисного відпуску електроенергії для енергоблока електростанції.

Результати експериментального аналізу впливу обмежень для виробничих потужностей електростанцій, пов'язаних з виділенням для ОСП резервів на надання ДП, наведені в розділі 5.2.2 даної дисертаційної роботи.

Подальші експериментальні дослідження здійснені з використанням графіка пропозиції, у якому потужність генераторів електростанцій визначена з виключенням виділених під ДП резервів.

Плани підключення енергоблоку №2 Хмельницької АЕС до Бурштинського енергоострова підвищують ризики відсутності резервних потужностей, необхідних для заміщення виробничого потенціалу Хмельницької АЕС у покритті графіку навантаження ОЕС України. Тому, для розрахунку економічних ризиків для ОЕС України, що виникнуть внаслідок реалізації проекту «Енергетичний міст «Україна – ЄС» [187], необхідно здійснити базові розрахунки наслідків втрати в ОЕС України 1000 МВт виробничих потужностей. З цією метою здійснені наступні порівняльні розрахунки:

1) імітаційне моделювання результатів торгів на РДН для ОЕС України за ретроспективною інформацією на 2016 рік;

2) імітаційне моделювання результатів торгів на РДН для ОЕС України за ретроспективною інформацією на 2016 рік без 1000 МВт виробничих потужностей енергоблоку №2 Хмельницької АЕС.

Імітація відсутності резервів на заміщення виробничих потужностей енергоблоку №2 Хмельницької АЕС здійснена шляхом збільшення погодинних значень нееластичного попиту для РДН на 1000 МВт·год. Контрольованими параметрами даної задачі експериментальних досліджень є погодинні граничні ціни на РДН в обох порівнюваних варіантах.

Оцінка результатів реалізації пілотного проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» для Бурштинського енергоострова та окремих ринків електроенергії ENTSO-E здійснюється за кількома складовими:

- оцінка наслідків розширення Бурштинського енергоострова енергоблоком №2 Хмельницької АЕС на власну структуру попиту/пропозиції;
- оцінка наслідків розширення Бурштинського енергоострова енергоблоком №2 Хмельницької АЕС на експортний потенціал енергоострова;
- оцінка впливу обмежень пропускної спроможності міждержавних електричних ліній на реалізацію міждержавного обміну електроенергією;
- оцінка наслідків реалізації пілотного проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» для РДН суміжних країн ENTSO-E.

Для моделювання сформовані цінові заявки по кожному енергоагрегату Бурштинської ТЕС, в яких вилучені обсяги навантаження, зарезервовані для надання ДП. Виходячи з обмеженості можливостей з регулювання режимів енергосистем генераторами атомних електростанцій та неузгодженість позицій щодо допустимості роботи таких генераторів у маневрових режимах, цінова заявка енергоблоку №2 Хмельницької АЕС подана повною потужністю і вважається, що регулювання цим енергоагрегатом не здійснюватиметься.

Для узгодження вартості електроенергії на РДН Бурштинського енергоострова [188] та на РДН країн ENTSO-E, вартість електроенергії в цінових заявках енергоагрегатів Бурштинської ТЕС і Хмельницької АЕС перерахована в євро за курсом міжбанківської валютної біржу України. При цьому для моделювання будніх днів взято валютний курс у відповідну добу постачання, а для вихідних днів – курс, що склався на міжбанківській валютній біржі у перший після вихідних день роботи цієї біржі. Загальна схема сполучення різних енергосистем на рівні РДН наведена на рисунку 5.4.

При моделюванні наслідків розширення Бурштинського енергоострова за рахунок енергоблоку №2 Хмельницької АЕС пропускна спроможність магістральної ЛЕП між ХАЕС та енергоостровом не враховувалась, тобто вважалося, що електрична мережа здатна забезпечити транзит 1000 МВт потужності у повному обсязі. Врахування обмежень на обмін електроенергією між Бурштинським енергоостровом та енергосистемами Угорщини і Румунії реалізовано використанням діючих наразі обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами. Для спрощення аналізу, електричні зв'язки між енергосистемами Угорщини і Румунії не враховувалися. Моделювання функцій РДН Угорщини та Румунії здійснювалось використанням агрегованих погодинних графіків попиту і пропозиції для показових днів 2016 року, отриманих з офіційних сайтів цих ринків електроенергії.

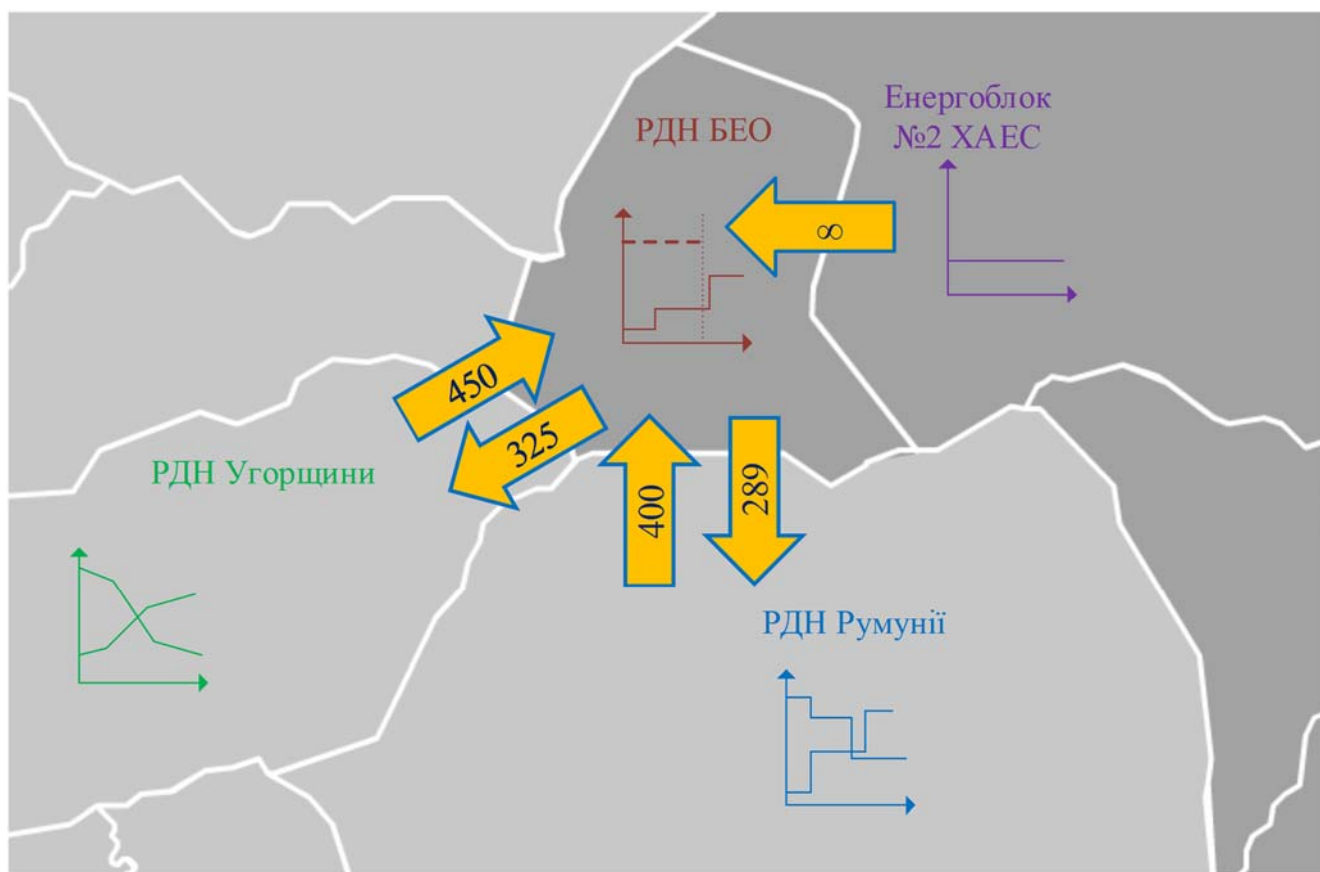


Рис. 5.4. Загальна схема сполучення РДН різних енергосистем

Для порівняльного аналізу здійснено імітаційне моделювання наступних варіантів сполучення енергосистем у сегментах РДН:

- сполучення РДН Бурштинського енергоострова, Угорщини і Румунії з урахуванням діючих обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами (опорний для порівняння варіант розрахунків);
- сполучення РДН Бурштинського енергоострова, Угорщини і Румунії без врахування обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами (аналіз наслідків реалізації проекту енергетичного моста в частині забезпечення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів);
- сполучення РДН Бурштинського енергоострова, енергоблоку №2 Хмельницької АЕС, Угорщини і Румунії з урахуванням діючих обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами (аналіз наслідків реалізації проекту енергетичного моста в частині розширення виробничих потужностей енергоострова);

- сполучення РДН Бурштинського енергоострова, енергоблоку №2 Хмельницької АЕС, Угорщини і Румунії без врахування обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами (аналіз наслідків повної реалізації проекту енергетичного моста).

Для кожної показової доби здійснені розрахунки для отримання наступних показників:

- добові обсяги готовності енергоагрегатів БуТЕС до генерування електроенергії:

$$V_{\text{БуТЕС(гот)}}^{(\text{к.д.})} = \sum_{h=1}^{24} V_{\text{БуТЕС(гот),h}}^{(\text{к.д.})}$$

де: $V_{\text{БуТЕС(гот),h}}^{(\text{к.д.})}$ – погодинні обсяги готовності до завантаження всіх енергоагрегатів БуТЕС;

- добові обсяги завантаження енергоагрегатів БуТЕС:

$$V_{\text{БуТЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})} = \sum_{h=1}^{24} V_{\text{БуТЕС(зав),h}}^{(\text{к.д.})}$$

де: $V_{\text{БуТЕС(зав),h}}^{(\text{к.д.})}$ – погодинні обсяги завантаження енергоагрегатів БуТЕС;

- добовий рівень завантаження енергоагрегатів БуТЕС:

$$K_{\text{БуТЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})} = \frac{V_{\text{БуТЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})}}{V_{\text{БуТЕС(гот)}}^{(\text{к.д.})}} \cdot 100\%$$

- добові обсяги готовності енергоблоку №2 ХАЕС до генерування електроенергії:

$$V_{\text{ХАЕС(гот)}}^{(\text{к.д.})} = \sum_{h=1}^{24} V_{\text{ХАЕС(гот),h}}^{(\text{к.д.})}$$

де: $V_{\text{ХАЕС(гот),h}}^{(\text{к.д.})}$ – погодинні обсяги готовності енергоблоку №2 ХАЕС до завантаження;

- добові обсяги завантаження енергоблоку №2 ХАЕС:

$$V_{\text{ХАЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})} = \sum_{h=1}^{24} V_{\text{ХАЕС(зав)},h}^{(\text{к.д.})}$$

де: $V_{\text{ХАЕС(зав)},h}^{(\text{к.д.})}$ – погодинні обсяги завантаження енергоблоку №2 ХАЕС;

- добовий рівень завантаження енергоблоку №2 ХАЕС:

$$K_{\text{ХАЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})} = \frac{V_{\text{ХАЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})}}{V_{\text{ХАЕС(гот)}}^{(\text{к.д.})}} \cdot 100\%$$

- добова виручка БуТЕС від продажу електроенергії в розрахунках сполучення РДН БЕО за участі лише БуТЕС із РДН Угорщини та Румунії:

$$D_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})} = \sum_{h=1}^{24} (C_{\text{БЕО},h}^{(\text{гр})} \cdot V_{\text{БуТЕС(БЕО)},h}^{(\text{к.д.})}) + \sum_{h=1}^{24} (C_{\text{Уг},h}^{(\text{гр(к.д.)})} \cdot V_{\text{БуТЕС(Уг)},h}^{(\text{к.д.})}) + \sum_{h=1}^{24} (C_{\text{Рум},h}^{(\text{гр(к.д.)})} \cdot V_{\text{БуТЕС(Рум)},h}^{(\text{к.д.})})$$

де: $V_{\text{БуТЕС(БЕО)},h}^{(\text{к.д.})}$, $C_{\text{БЕО},h}^{(\text{гр})}$ – відповідно ненульова доля покриття попиту на РДН БЕО енергоагрегатами БуТЕС та гранична ціна на РДН БЕО в розрахункову годину h контрольної доби;

$V_{\text{БуТЕС(Уг)},h}^{(\text{к.д.})}$, $C_{\text{Уг},h}^{(\text{гр})}$ – відповідно ненульова доля покриття попиту на РДН Угорщини енергоагрегатами БуТЕС та гранична ціна на РДН Угорщини в розрахункову годину h контрольної доби;

$V_{\text{БуТЕС(Рум)},h}^{(\text{к.д.})}$, $C_{\text{Рум},h}^{(\text{гр})}$ – відповідно ненульова доля покриття попиту на РДН Румунії енергоагрегатами БуТЕС та гранична ціна на РДН Румунії в розрахункову годину h контрольної доби.

При моделюванні сполучення БуТЕС та енергоблоку №2 ХАЕС із РДН Румунії і Угорщини за формулою, аналогічною попередній, розрахована сумарна добова виручка обох електростанцій $D_{\text{СУкр}}^{(\text{к.д.})}$, після чого частки отриманої сумарної виручки розподілялися відповідно до обсягів завантаження цих електростанцій:

$$\begin{cases} D_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})} = D_{\Sigma\text{Укр}}^{(\text{к.д.})} \cdot \frac{K_{\text{БуТЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})}}{K_{\text{БуТЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})} + K_{\text{ХАЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})}} \\ D_{\text{ХАЕС}}^{(\text{к.д.})} = D_{\Sigma\text{Укр}}^{(\text{к.д.})} \cdot \frac{K_{\text{ХАЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})}}{K_{\text{БуТЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})} + K_{\text{ХАЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})}} \end{cases}$$

У тих випадках, коли попит Бурштинського енергоострова частково покривався імпортом електроенергії, використані наступні правила визначення дольової участі виробників електроенергії у покритті попиту енергоострова:

1) якщо значення чистої позиції енергоострова в годину доби h не від'ємне $NP_{\text{БЕО},h} \geq 0$, то попит енергоострова повністю покривається власним виробництвом електроенергії на БуТЕС та/або ХАЕС;

2) якщо значення чистої позиції енергоострова в годину доби h від'ємне $NP_{\text{БЕО},h} < 0$, то ненульові значення виробництва електроенергії на БуТЕС та/або ХАЕС спрямовані на часткове покриття попиту енергоострова, інша частина попиту покривається за рахунок імпорту електроенергії, значення якого розраховується за наступними правилами:

- якщо тільки з енергосистеми Угорщини експортується електроенергія ($NP_{\text{Уг},h} > 0$ і $NP_{\text{Рум},h} \leq 0$), то імпорт електроенергії до енергоострова здійснюється лише з Угорщини в обсягах, рівних чистій позиції енергоострова $NP_{\text{БЕО},h}$;
- якщо тільки з енергосистеми Румунії експортується електроенергія ($NP_{\text{Уг},h} \leq 0$ і $NP_{\text{Рум},h} > 0$), то імпорт електроенергії до енергоострова здійснюється лише з Румунії в обсягах, рівних чистій позиції енергоострова $NP_{\text{БЕО},h}$;
- якщо з енергосистем Угорщини та Румунії експортується електроенергія ($NP_{\text{Уг},h} > 0$ і $NP_{\text{Рум},h} > 0$), то імпорт електроенергії здійснюється з обох країн із обсягами, що відповідають значенням чистих позицій цих енергосистем $NP_{\text{Уг},h}$ і $NP_{\text{Рум},h}$.

Наслідки реалізації проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» для Угорщини і Румунії досліджувалися оцінкою долі імпорту/експорту електроенергії в загальних обсягах торгів на РДН цих країн.

В наступних розділах наведені результати розрахунків, виконаних по кожній з описаних вище задач та приведений аналіз цих результатів.

5.2.2 Вплив обмежень для виробничих потужностей електростанцій, пов'язаних із наданням допоміжних послуг, на результати торгів ринку «на добу наперед»

Як зазначалося у розділі 5.2.1, для оцінки впливу функцій резервування виробничих потужностей на результати торгів РДН, здійснено розрахунки вартості електроенергії у цьому сегменті ринку з використанням повних обсягів потужностей та обсягів потужностей з виключенням резервів. Розрахунки здійснені окремо для Бурштинського енергоострова та ОЕС України, як окремих цінових зон. Порівняння результатів таких розрахунків наведено у таблиці 5.4.

Для Бурштинського енергоострова відсутність функцій врахування резервів на ДП призводить до зниження добової вартості електроенергії на $0,26 \div 2,18\%$. В той же час для ОЕС України така похибка складає $2,23 \div 8,76\%$.

За результатами розрахунків в цілому проявляється накопичувальний характер похибки, яку вносить відсутність функцій врахування резервів на ДП: значення похибки має тенденцію до збільшення зі збільшенням кількості прийнятих під час торгів лотів та зі збільшенням обсягів торгів.

Проте, накопичувальний характер похибки проявляється в результатах розрахунків як тенденція, а не як закономірність. Наприклад найбільша похибка за добу для РДН Бурштинського енергоострова спостерігається для 26 листопада, в той час як максимальні обсяги торгів на РДН енергоострова зафіксовані для 2 та 23 січня. Таким чином, накопичувальний характер похибки, що виникає внаслідок відсутності функцій врахування резервів на ДП, має суттєвий але не вирішальний вплив.

Розглянемо агреговані графіки пропозиції на електроенергію в сегменті РДН Бурштинського енергоострова, сформовані для ретроспективи 21 січня 2016 року (рис. 5.5).

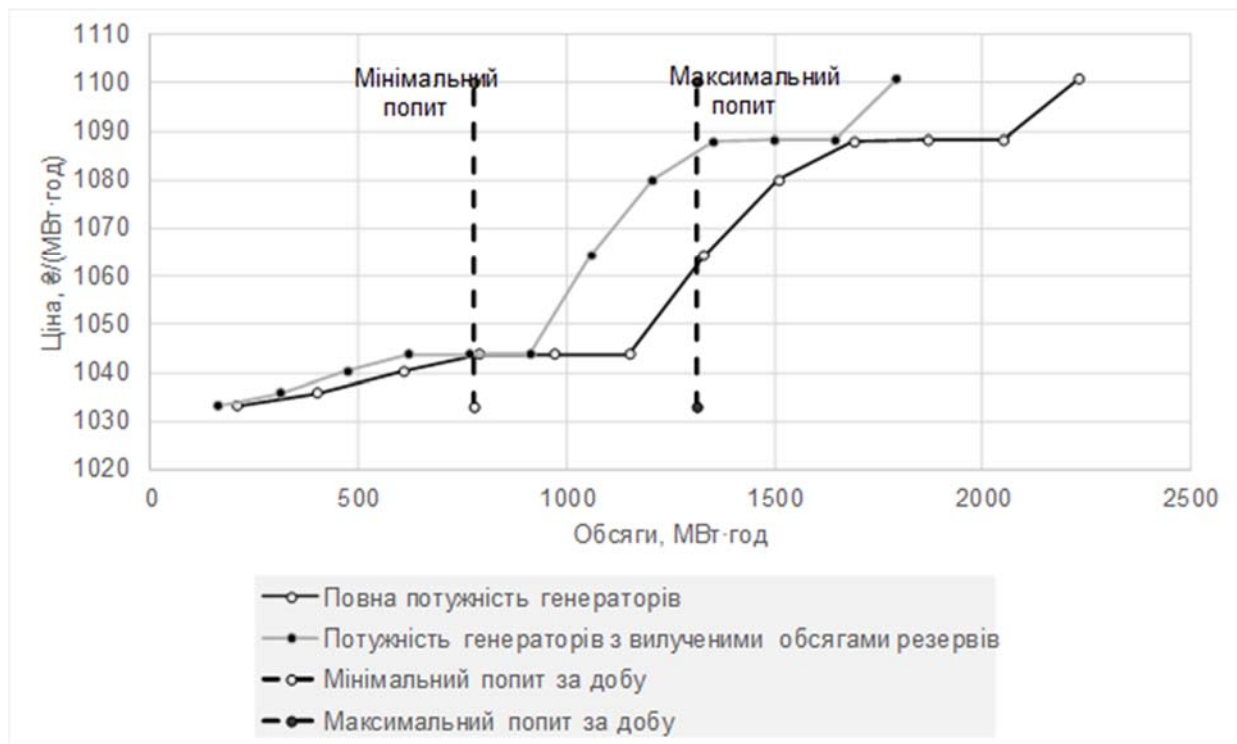


Рис. 5.5. Попит та пропозиція БЕС на 21.01.2016

Як видно з рисунка 5.5, вісь мінімального за добу попиту перетинає графіки пропозиції в області з мінімальним відхиленням вартості електроенергії. В той же час як збільшення, так і зменшення значення попиту призводитиме до збільшення похибки у розрахунках граничної ціни. Вісь максимального за добу попиту перетинає графіки пропозиції в області значних відхилень (суттєвої похибки у розрахунках граничної ціни). При цьому зменшене значення попиту потраплятиме в область більших відхилень (більшої похибки), а збільшене значення попиту – навпаки, потраплятиме в область з меншою похибкою у розрахунках граничної ціни. Таким чином, накопичувальний характер похибки розрахунку граничної ціни на РДН Бурштинського енергоострова для 21.01.2016 р. проявляється лише для окремих областей балансу попиту та пропозиції. При моделюванні погодинних торгів за розглянуту добу використовувався однаковий графік пропозиції і величина похибки обумовлювалась у першу чергу позицією осі попиту по відношенню до характерних областей графіків пропозиції. Протягом року стани готовності енергоагрегатів Бурштинської ТЕС змінюються внаслідок потреби у виведенні цих енергоагрегатів з роботи для технічного обслуговування. В

результаті, протягом року змінюватиметься і структура графіка пропозиції, що призводитиме до зміни характерних областей відхилень. Тому в цілому значення похибки при імітаційному моделюванні торгів на РДН Бурштинського енергоострова, викликані відсутністю функцій врахування ринку ДП, визначається особливістю поточної структури попиту і пропозиції, а в практичних розрахунках має стохастичний характер.

Похибка у розрахунках добової вартості електроенергії для Бурштинського енергоострова не перевищує 2,18%. При розрахунках річної вартості електроенергії в сегменті РДН для Бурштинського енергоострова нівелюється до 1,29%. Таким чином, відсутність функцій врахування ринку ДП при імітаційному моделюванні РДН Бурштинського енергоострова вносить несуттєву похибку і нею можливо знехтувати у випадку порівняльних розрахунків на основі добової, сезонної чи річної вартості електроенергії. Проте, при імітаційному моделюванні з погодинними торгами в основі розрахунків (наприклад, при рішенні задачі сполучення цінових зон), похибка, що виникає внаслідок відсутності функцій врахування ринку ДП, може досягати недопустимо великих значень. Тому при імітаційному моделюванні РДН Бурштинського енергоострова з погодинними торгами в основі розрахунків необхідно враховувати обсяги виробничих потужностей, зарезервовані для ДП.

Аналогічно розглянемо агреговані графіки пропозиції на електроенергію в сегменті РДН ОЕС України, сформовані для ретроспективи 21 січня 2016 року (рис. 5.6). Так само, як і для Бурштинського енергоострова, графіки пропозиції ОЕС України мають періодично області збільшення та зменшення похибки у розрахунках граничної ціни. Фактично, для наведеного на рисунку 5.6 графіка пропозиції, накопичувальний характер похибки, що виникає за відсутності функцій врахування резервів на надання ДП, проявляється лише для навантаження більшого за 10000 МВт·год. В інших випадках похибка залежить від положення осі попиту і має в цілому випадкове значення.

**Зниження вартості електроенергії при моделюванні РДН України без
врахування обсягів резервування потужностей на допоміжні послуги**

Дата	Зона	Вартість, млн.₴		Похибка, %
		За повної потужності	з виключенням резервів	
21.01.2016	БЕО	27,44	27,88	1,57
23.01.2016		26,00	26,46	1,74
06.04.2016		15,88	16,07	1,22
09.04.2016		17,68	17,93	1,41
23.06.2016		14,76	14,85	0,57
25.06.2016		14,25	14,29	0,26
24.11.2016		18,70	18,90	1,10
26.11.2016		21,19	21,66	2,18
21.01.2016	ОЕС	262,19	269,30	2,64
23.01.2016		256,65	262,50	2,23
06.04.2016		182,93	190,20	3,82
09.04.2016		168,37	176,70	4,72
23.06.2016		125,20	135,10	7,33
25.06.2016		116,29	127,45	8,76
24.11.2016		229,88	240,97	4,60
26.11.2016		219,34	226,36	3,10
Зима	БЕО	2455,22	2495,64	1,62
Весна		1514,70	1534,40	1,28
Літо		1343,19	1349,67	0,48
Осінь		1768,81	1794,84	1,45
Зима	ОЕС	23698,37	24309,19	2,51
Весна		16392,63	17093,64	4,10
Літо		11259,94	12207,20	7,76
Осінь		20634,51	21533,71	4,18
За рік	БЕО	7081,92	7174,54	1,29
	ОЕС	71985,45	75143,73	4,20

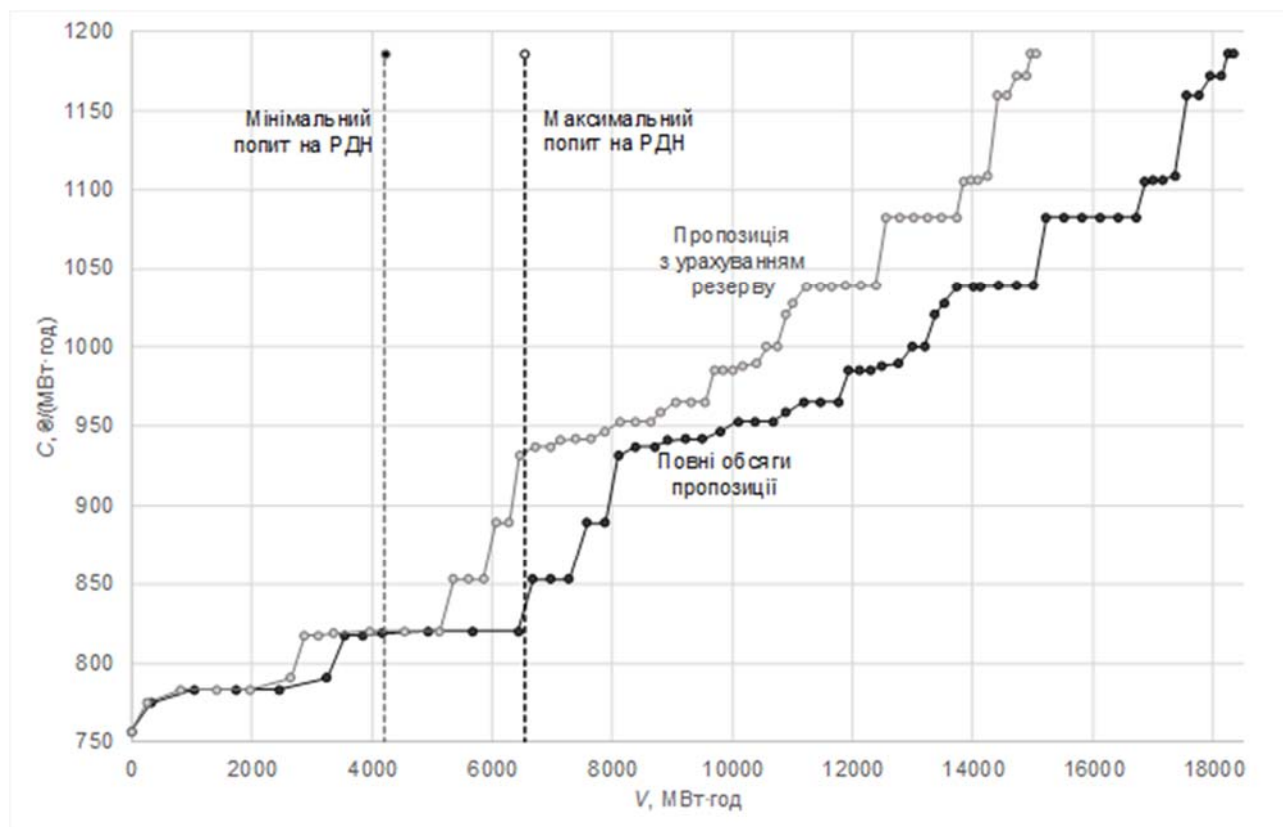


Рис. 5.6. Попит та пропозиція ОЕС України на 21.01.2016

Як видно з таблиці 5.4, значення похибки, що виникає за відсутності функцій врахування резервів на надання ДП, випадковим чином може досягати 8.8%. При розрахунках річної вартості електроенергії значення похибки осереднюється до 4.2%. З огляду на стохастичний характер такої похибки та її високі значення для РДН ОЕС України, при імітаційному моделюванні торгів на РДН необхідно обов'язково враховувати обсяги резервів, зарезервованих на ДП. Ігнорувати похибку від заниження вартості електроенергії у сегменті РДН ОЕС України допускається лише при порівняльних розрахунках на основі річних показників за незмінної структури попиту і пропозиції в альтернативних варіантах.

З урахуванням особливостей обмежень на обмін електроенергією між двома ціновими зонами та рівня цін у цих зонах, в усіх експериментах по всіх годинах показових днів зафіксовані нульові значення потоків електроенергії по міжсистемному перетину. Таким чином, одержаний у розділі 5.1 висновок про не конкурентоздатність генераторів Бурштинської ТЕС в складі ОЕС України, підтверджується і за статистикою 2016 року. Відповідно підтверджується висновок

про необхідність виділення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону РДН, що дозволить уникнути витрат, пов'язаних із врегулюванням системних обмежень механізмами БР.

5.2.3 Оцінка наслідків підключення енергоблоку Хмельницької АЕС до Бурштинського енергоострова для ринку «на добу наперед» ОЕС України

У розділі 5.2.1 відзначені високі ризики відсутності виробничих потужностей АЕС для заміщення потенціалу енергоблоку №2 Хмельницької АЕС. Тому при проведенні експериментальних досліджень додатково здійснено оцінку наслідків дефіциту виробничих потужностей АЕС, що призводитимуть до покриття відповідної долі навантаження вугільними ТЕС у сегменті РДН ОЕС України. З цією метою здійснено імітаційне моделювання торгів у сегменті РДН ОЕС України, де стан дефіциту виробничих потужностей АЕС моделювався збільшенням погодинного попиту на 1000 МВт·год. Результати таких розрахунків порівняні з базовим станом РДН ОЕС України у таблиці 5.5.

Як видно з таблиці 5.5, за дефіциту виробничих потужностей АЕС зростання добової вартості електроенергії у сегменті РДН України складатиме 10.4÷16.5%. Приведене до розрахункового року зростання вартості електроенергії у сегменті РДН ОЕС України складатиме 12,2 %. Такий високий рівень зростання вартості електроенергії зумовлює потребу більш детального опрацювання питань заміщення виробничих потужностей енергоблоку №2 Хмельницької АЕС при плануванні заходів з реалізації пілотного проекту «Енергетичний міст «Україна – ЄС». Наведені вище результати імітаційного моделювання є базовими значеннями для оцінки ризиків у альтернативних варіантах заміщення виробничих потужностей енергоблоку №2 Хмельницької АЕС у позаштатних режимах ОЕС України.

**Зростання вартості електроенергії на РДН України за відсутності резервів
заміщення виробничих потужностей енергоблоку №2 ХАЕС**

Дата	Вартість, млн.₴		Зростання вартості, %
	З ХАЕС	Без ХАЕС	
21.01.2016	269,3	302,6	10,99
23.01.2016	262,5	292,9	10,38
06.04.2016	190,2	217,2	12,44
09.04.2016	176,7	203,2	13,06
23.06.2016	135,1	160,2	15,69
25.06.2016	127,5	152,6	16,50
24.11.2016	241,0	272,0	11,40
26.11.2016	226,4	254,3	10,99
січень	8266,7	9263,4	10,76
квітень	5584,6	6391,2	12,62
червень	3968,8	4723,3	15,97
листопад	7112,2	8017,7	11,29
Зима	24309,2	27252,8	10,80
Весна	17093,6	19566,2	12,64
Літо	12207,2	14520,9	15,93
Осінь	21533,7	24272,0	11,28
за рік	75143,7	85611,9	12,23

5.2.4 Оцінка окремих результатів реалізації пілотного проекту енергетичного моста «Україна – Європейський Союз» в сегментах ринків «на добу наперед»

У розділі 5.2.1 визначені наступні варіанти розрахунків, за результатами яких здійснено аналіз різних аспектів реалізації пілотного проекту енергетичного моста «Україна – Європейський Союз» в сегментах РДН:

1) опорний для порівняння варіант розрахунків – сполучення РДН Бурштинського енергоострова, Угорщини і Румунії з урахуванням діючих обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами;

2) аналіз наслідків реалізації проекту енергетичного моста в частині забезпечення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів – сполучення РДН Бурштинського енергоострова, Угорщини і Румунії без врахування обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами;

3) аналіз наслідків реалізації проекту енергетичного моста в частині розширення виробничих потужностей енергоострова – сполучення РДН Бурштинського енергоострова, енергоблоку №2 Хмельницької АЕС, Угорщини і Румунії з урахуванням діючих обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами;

4) аналіз наслідків повної реалізації проекту енергетичного моста – сполучення РДН Бурштинського енергоострова, енергоблоку №2 Хмельницької АЕС, Угорщини і Румунії без врахування обмежень на потоки електроенергії між цими енергосистемами.

Розглянемо окремо кожен з контрольованих параметрів за результатами розрахунків всіх чотирьох варіантів.

В першу чергу розглянемо баланс імпорту/експорту електроенергії Бурштинського енергоострова $NP_{БЕО}$, значення якого використовується для порівняльного аналізу інших контрольованих параметрів. Порівняльний аналіз $NP_{БЕО}$, наведено в таблиці 5.6.

Для наочності у заголовку таблиці разом із номером варіанту розрахунків наведені основні характеристики цих варіантів: наявність мережевих обмежень на обмін електроенергією по міждержавним перетинам (поле «мережеві обмеження») та врахування потужності енергоблоку №2 Хмельницької АЕС (поле «ХАЕС»). Для другого, третього та четвертого варіантів розрахунків додатково наведені відносні відхилення у процентах значень балансу імпорту/експорту електроенергії у порівнянні з відповідними значеннями опорного (першого) варіанту розрахунків (стовпчики «%»).

Значення імпорту/експорту електроенергії Бурштинського енергоострова

 $NP_{\text{БЕО}}$ (млн. кВт·год) по чотирьом варіантам розрахунків

Варіант	№	1	2		3		4	
	мережеві обмеження	€	немає		€		немає	
	ХАЕС	немає	немає		€		€	
	Аргумент	$NP_{\text{БЕО}}$	$NP_{\text{БЕО}}$	%	$NP_{\text{БЕО}}$	%	$NP_{\text{БЕО}}$	%
21.01.2016		12,4	15,5	25,4	13,2	6,3	33,6	171,5
23.01.2016		9,6	14,8	53,1	12,1	25,2	33,0	242,7
06.04.2016		-5,4	-6,0	-10,4	9,9	281,2	10,7	296,1
09.04.2016		-4,4	-4,3	2,5	8,1	284,2	9,6	319,0
23.06.2016		-3,4	-0,8	77,8	10,5	403,0	13,3	487,0
25.06.2016		-0,6	2,1	434,1	11,6	1962,2	14,7	2459,2
24.11.2016		6,4	8,0	25,1	11,9	85,8	25,6	298,6
26.11.2016		5,6	9,0	60,1	11,3	101,4	26,2	368,8
Січень		350,7	471,7	34,5	394,7	12,5	1034,4	195,0
Квітень		-153,7	-164,7	-7,1	279,7	282,0	310,5	301,9
Червень		-72,4	8,3	111,5	326,1	550,4	415,1	673,4
Листопад		186,1	248,5	33,5	352,8	89,6	773,1	315,4
Зима		1046,3	1389,3	32,8	1165,3	11,4	3039,8	190,5
Весна		-468,9	-500,8	-6,8	853,5	282,0	949,5	302,5
Літо		-235,4	12,1	105,1	994,6	522,5	1266,7	638,1
Осінь		562,2	756,2	34,5	1068,3	90,0	2346,7	317,4
Рік		904,3	1656,8	83,2	4081,6	351,4	7602,5	740,7

Порівняльні діаграми імпорту/експорту електроенергії сполучуваних енергосистем в різних варіантах розрахунків по сезонам року наведені на рисунку 5.7.

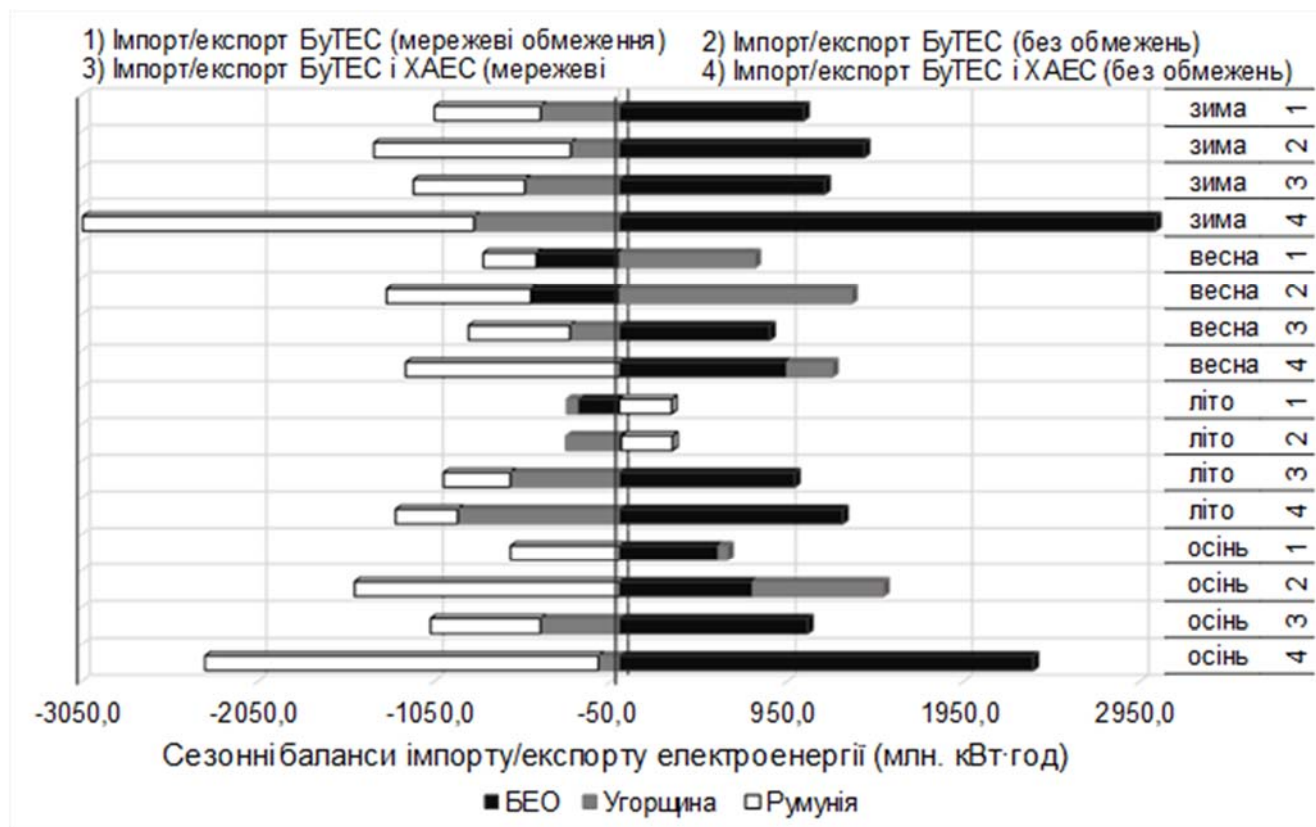


Рис. 5.7. Порівняльні діаграми імпорту/експорту електроенергії за різних умов

Енергоагрегати БуТЕС в цілому забезпечують достатнє сальдо обміну електроенергії за виключенням нічних годин доби та теплої пори року, коли більш дешева пропозиція з Угорщини витісняє власну пропозицію Бурштинського енергоострова. У випадку розширення Бурштинського енергоострова енергоагрегатом №2 Хмельницької АЕС імпорт електроенергії в Бурштинського енергоострова практично припиняється. При цьому збільшення обсягів експорту електроенергії стримується виключно обмеженнями на обмін електроенергією по міждержавним електричним перетинам.

Як видно з порівняльних діаграм (рис. 5.7), експортний потенціал Бурштинського енергоострова збільшується у теплу пору року. При цьому основним імпортером електроенергії є ринок електроенергії Румунії. Незначний експортний потенціал цієї країни повністю нівелюється внаслідок реалізації будь-якої із складових проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС».

Розглянемо наслідки впровадження енергетичного мосту для споживачів електроенергії Бурштинського енергоострова. Порівняння наслідків реалізації

окремих складових проекту енергетичного моста на вартість електроенергії зведено до таблиці 5.7. Аналіз здійснено здійснюється виключно використанням вартості електроенергії, купленої у сегменті РДН. Інші складові вартості електроенергії вважаються незмінними та взаємно компенсуються при порівняльному аналізі різних розрахункових варіантів.

Основним чинником, що вплинув на вартість електроенергії для споживачів Бурштинського енергоострова, є баланс імпорту/експорту електроенергії для енергоострова. Збільшення обсягів експорту електроенергії спричиняє зростання вартості електроенергії для власного споживача енергоострова, як виділеної цінової зони. В той же час імпорт електроенергії від цінових зон з нижчою вартістю електроенергії спричиняє зменшення вартості електроенергії для споживачів енергоострова.

За результатами порівняльних розрахунків виявлено, що модернізація міждержавних електричних перетинів енергоострова для повної реалізації імпорту/експорту електроенергії не призводить до суттєвого подорожчання цього продукту для споживача. Мало того, максимальне збільшення вартості електроенергії для енергоострова до 3.78% зафіксовано при моделюванні торгів у теплу пору року, коли збільшуються обсяги імпорту електроенергії. В даному випадку, незважаючи на суттєве зростання обсягів імпорту більш дешевої електроенергії, загальна вартість купівлі електроенергії на РДН енергоострова зростає внаслідок виведення з роботи для технічного обслуговування дешевих енергоблоків Бурштинської ТЕС та покриттям навантаження за рахунок більш дорогих виробничих потужностей електростанції. Розширення виробничого потенціалу енергоострова енергоблоком №2 Хмельницької АЕС призводитиме до суттєвого зниження вартості електроенергії для споживачів. Навіть за умови повної реалізації експортного потенціалу енергоострова річна вартість електроенергії знизиться на 15.1%.

Таким чином, для споживачів Бурштинського енергоострова модернізація міждержавних електричних перетинів призведе до несуттєвого збільшення вартості електроенергії, у той час як приєднання до острова атомного енергоблока суттєво знизить вартість електроенергії навіть за умови повного використання

експортного потенціалу. В цілому для споживачів Бурштинського енергоострова реалізація проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» призведе до позитивних наслідків.

Таблиця 5.7

Вартість електроенергії для споживачів Бурштинського енергоострова $D_{\text{БЕО}}$ (млн. €) по чотирьох варіантам розрахунків

Варіант	№	1	2		3		4	
	мережеві обмеження	€	немає		€		немає	
	ХАЕС	немає	немає		€		€	
	Аргумент	$D_{\text{БЕО}}$	$D_{\text{БЕО}}$	%	$D_{\text{БЕО}}$	%	$D_{\text{БЕО}}$	%
21.01.2016		1,44	1,44	0,32	1,36	-5,64	1,42	-1,55
23.01.2016		1,00	1,00	0,74	0,85	-14,11	0,98	-1,70
06.04.2016		0,48	0,50	3,78	0,29	-39,16	0,32	-34,12
09.04.2016		0,58	0,59	1,30	0,30	-48,32	0,40	-31,04
23.06.2016		0,50	0,51	2,50	0,24	-51,28	0,32	-35,72
25.06.2016		0,51	0,51	0,08	0,28	-44,93	0,32	-37,09
24.11.2016		0,70	0,72	1,78	0,55	-21,79	0,61	-12,63
26.11.2016		0,80	0,81	1,29	0,65	-18,65	0,72	-10,26
Січень		39,26	39,43	0,45	36,03	-8,22	38,63	-1,59
Квітень		15,31	15,76	2,93	8,84	-42,29	10,25	-33,07
Червень		14,97	15,21	1,60	7,65	-48,92	9,55	-36,23
Листопад		21,84	22,20	1,64	17,28	-20,87	19,23	-11,94
Зима		117,99	118,49	0,42	108,89	-7,71	116,12	-1,59
Весна		47,21	48,56	2,87	27,12	-42,54	31,64	-32,98
Літо		45,87	46,66	1,73	23,28	-49,25	29,28	-36,16
Осінь		66,51	67,59	1,62	52,70	-20,77	58,62	-11,86
Рік		277,57	281,30	1,34	211,99	-23,63	235,66	-15,10

У той же час за результатами імітаційного моделювання сполучення РДН енергоострова з країнами ENTSO-E виявлені проблемні питання з ціноутворенням. Розглянемо погодинний графік покриття навантаження енергоострова у показову добу 23 червня для опорного варіанту розрахунків (рис. 5.8). Так за результатами імітаційного моделювання виявилось, що у нічні години цієї доби виробничі потужності Бурштинської ТЕС повністю витісняються імпортованою з ENTSO-E електроенергією. Оскільки попит на ринку електроенергії наразі не структуровано і РДН цінових зон України моделюється фактично у формі одностороннього аукціону, у такі години доби на РДН Бурштинського енергоострова фактично відсутні показники для розрахунку граничної ціни. Для використаної в експериментальних розрахунках достатньо простої структури сполучуваних РДН дана проблема достатньо легко вирішена розрахунком середньозваженої вартості імпортованої електроенергії з використанням граничних цін, що склалися на РДН Угорщини і Румунії. Проте, ускладнення структури сполучуваних РДН навіть врахуванням електричних перетинів між Угорщиною та Румунією призведе до неадекватності даного способу розрахунку вартості електроенергії для споживачів енергоострова. Тому, при плануванні способів організації та правил функціонування конкурентних сегментів ринку електроенергії України з огляду на інтеграцію українських енергосистем до ENTSO-E слід розробити механізми ціноутворення, в яких враховуються відображені на рисунку 5.8 ситуації.

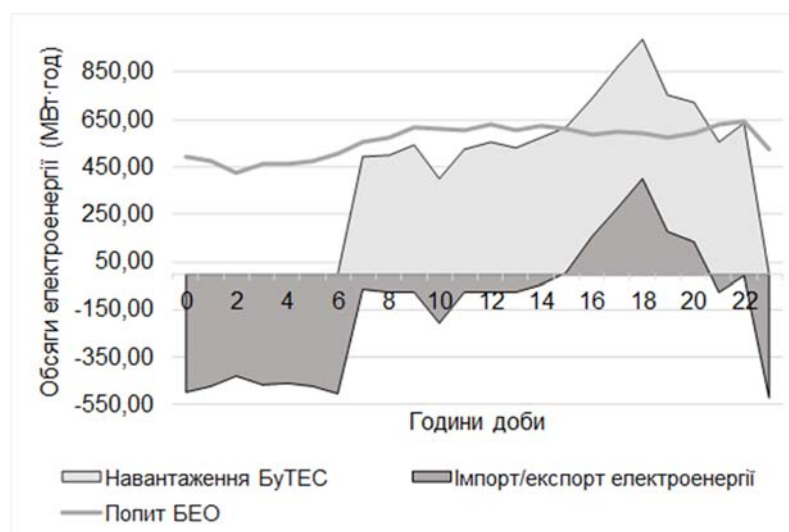


Рис. 5.8. Добовий баланс імпорту/експорту електроенергії за сполучення БEO з РДН країн ЄС

Розглянемо вплив різних складових реалізації проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» на вигоду виробників електроенергії енергоострова. При експериментальному моделюванні різних варіантів функціонування Бурштинського енергоострова цінова заявка енергоблоку №2 Хмельницької АЕС приймалася у повному обсязі за виключенням імітаційного моделювання аукціону за 2-гу годину 23 червня 2016 року у варіанті розрахунків №3 (імітація ситуації, коли пропускна спроможність міждержавних електричних перетинів не збільшується у порівнянні із сучасним її станом), коли заявку було прийнято на 86.75%. Для спрощення оціночного аналізу нехтуємо фактом неповного завантаження атомного енергоблоку у цю годину і вважаємо, що в усіх розрахунках енергоблок №2 Хмельницької АЕС був завантажений у повному обсязі. Очевидно, для аналізу характеристик атомного енергоагрегату порівнюються лише варіанти розрахунків №3 та №4, умови яких відрізняються відповідно наявністю існуючих обмежень пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів та відсутністю обмежень на міждержавний обмін електроенергією. Результати імітаційного моделювання по цих варіантах розрахунків з порівнянням виручки Хмельницької АЕС наведені у таблиці 5.8.

Як видно з таблиці 5.8, збільшення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів до рівня, необхідного для повного залучення експортного потенціалу Бурштинського енергоострова, призвело до незначного зниження вигоди від продажу електроенергії для Хмельницької АЕС.

Як видно з рисунку 5.7, імітація підвищення пропускної спроможності у варіанті розрахунків №4 призвела до значного збільшення обсягів експорту електроенергії у порівнянні з варіантом розрахунків №3, де експортний потенціал Бурштинської ТЕС та енергоблоку №2 Хмельницької АЕС стримувався існуючими наразі мережевими обмеженнями. У свою чергу, суттєве збільшення експорту електроенергії спричинило суттєве зниження граничних цін в країнах-імпортерах. Таким чином, ціна експортованої електроенергії зменшилась. За існуючої структури попиту і пропозиції на сполучуваних РДН зниження ціни експортованої електроенергії призвело до загального зменшення виручки з продажу

електроенергії для Хмельницької АЕС. Таким чином, для Хмельницької АЕС фактично відсутня зацікавленість у збільшенні обсягів наразі існуючої пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів.

Таблиця 5.8

Вартість продажу електроенергії для енергоагрегату №2 Хмельницької АЕС

$D_{\text{ХАЕС}}$ (млн. €) по варіантам розрахунків

Варіант	№	1	2	
	мережеві обмеження	€	немає	
	Аргумент	$D_{\text{ХАЕС}}$	$D_{\text{ХАЕС}}$	%
	21.01.2016	1,30	1,21	-7,59
	23.01.2016	1,03	1,05	1,24
	06.04.2016	0,60	0,61	1,28
	09.04.2016	0,67	0,69	2,47
	23.06.2016	0,59	0,57	-2,51
	25.06.2016	0,70	0,72	3,38
	24.11.2016	0,90	0,87	-3,08
	26.11.2016	0,90	0,90	-0,31
	Січень	37,17	35,44	-4,65
	Квітень	18,68	18,99	1,67
	Червень	18,82	18,80	-0,11
	Листопад	26,89	26,26	-2,33
	Зима	110,79	105,03	-5,21
	Весна	57,46	58,44	1,70
	Літо	57,20	56,96	-0,43
	Осінь	81,58	79,75	-2,25
	Рік	307,04	300,17	-2,24

Порівняння обсягів виручки Бурштинської ТЕС для різних варіантів розрахунків наведено у таблиці 5.9. Графічне подання зміни обсягів вигоди для Бурштинської ТЕС по сезонам року для різних варіантів розрахунків показано на рисунку 5.9.

**Виручка з продажу електроенергії Бурштинської ТЕС $D_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$ (млн. €) по
чотирьом варіантам розрахунків**

Варіант	№	1	2		3		4	
	мережеві обмеження	€	немає		€		немає	
	ХАЕС	немає	немає		€		€	
	Аргумент	$D_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	$D_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	%	$D_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	%	$D_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	%
	21.01.2016	2,15	2,31	7,15	0,81	-62,18	1,68	-22,14
	23.01.2016	1,67	2,14	28,61	0,61	-63,14	1,55	-6,99
	06.04.2016	0,33	0,32	-1,58	0,02	-94,97	0,05	-85,99
	09.04.2016	0,45	0,46	1,99	0,01	-98,12	0,06	-85,57
	23.06.2016	0,36	0,39	7,96	0,00	-99,53	0,10	-72,41
	25.06.2016	0,51	0,62	22,47	0,02	-95,28	0,15	-70,97
	24.11.2016	1,06	1,17	9,59	0,25	-76,19	0,77	-27,29
	26.11.2016	1,14	1,34	17,59	0,33	-71,34	0,95	-16,48
	Січень	60,92	69,56	14,19	22,85	-62,50	50,46	-17,17
	Квітень	10,93	10,90	-0,26	0,42	-96,13	1,55	-85,84
	Червень	12,42	14,21	14,48	0,30	-97,62	3,51	-71,76
	Листопад	32,51	36,36	11,83	8,18	-74,83	24,63	-24,26
	Зима	181,87	205,24	12,85	68,32	-62,44	148,93	-18,11
	Весна	33,79	33,73	-0,16	1,28	-96,22	4,79	-85,82
	Літо	37,38	42,49	13,67	0,80	-97,86	10,52	-71,84
	Осінь	98,83	110,76	12,08	25,02	-74,68	75,18	-23,93
	Рік	351,87	392,22	11,47	95,42	-72,88	239,42	-31,96

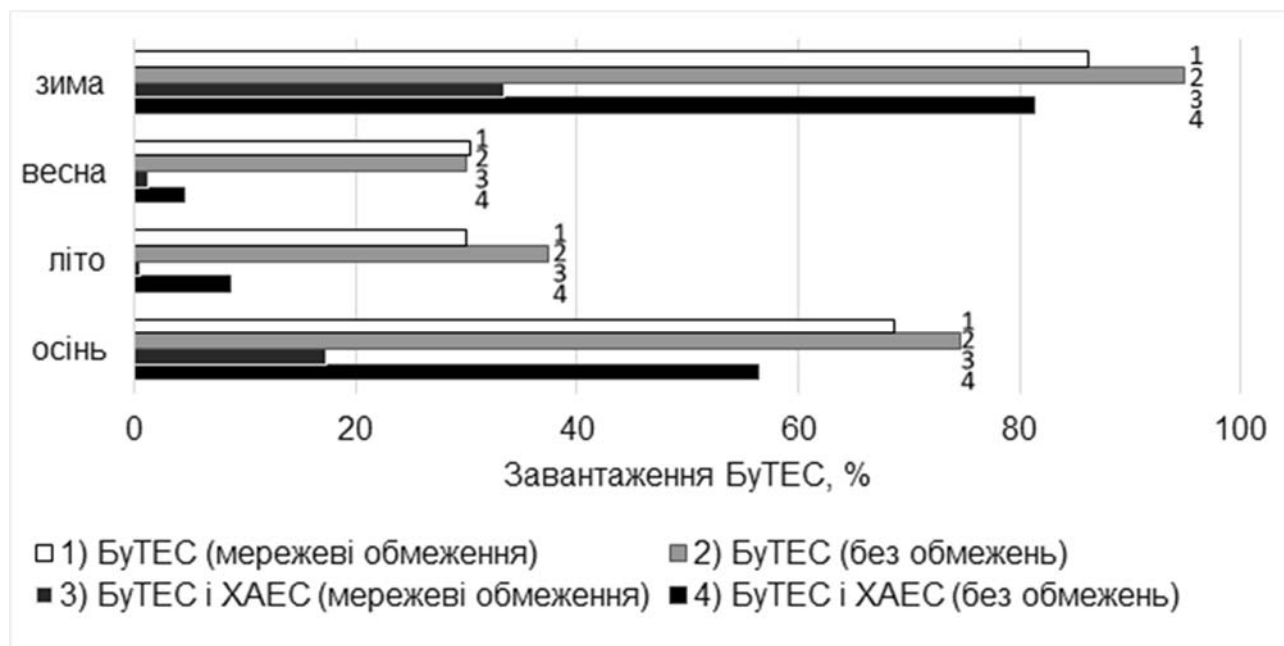


Рис. 5.9. Рівні завантаження енергоагрегатів Бурштинської ТЕС за різних варіантів сполучення БЕО з країнами ЄС на РДН по сезонам року

Як видно з результатів порівняльних розрахунків, збільшення наразі існуючих обсягів пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів збільшить річну виручку від продажу електроенергії Бурштинської ТЕС на 11.5%. Таким чином, для Бурштинської ТЕС наразі економічно вигідно підвищення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів з метою максимальної реалізації експортного потенціалу електростанції. Проте, при цьому виникає питання економічної доцільності такої модернізації електричних мереж.

Розширення Бурштинського енергоострова енергоагрегатом №2 Хмельницької АЕС призведе до значного падіння обсягів виручки Бурштинської ТЕС. При цьому навіть збільшення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів до рівня, який гарантуватиме повне залучення експортного потенціалу енергоострова, не компенсуватиме таке зменшення фінансових надходжень для Бурштинської ТЕС. Таким чином, реалізація проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» призведе до втрати виручки для Бурштинської ТЕС.

Порівняння коефіцієнтів завантаження енергоагрегатів Бурштинської ТЕС за різних варіантів розрахунків зведено до таблиці 5.10. Порівняльні діаграми одержаних результатів відображені на рисунку 5.10.

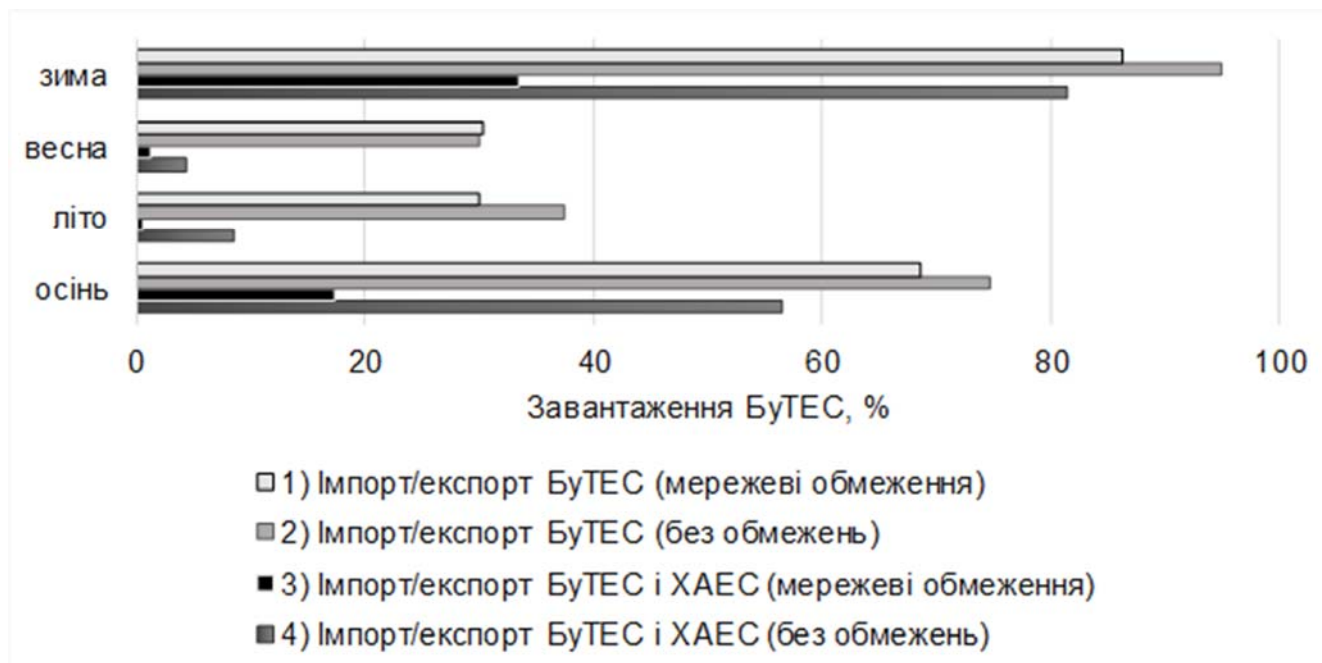


Рис. 5.10. Порівняльні діаграми імпорту/експорту електроенергії в різних варіантах розрахунків по сезонам року

Як видно з наведених порівнянь, для Бурштинської ТЕС найвигіднішим варіантом є збільшення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів без змін у структурі попиту/пропозиції. Розширення Бурштинського енергоострова енергоагрегатом №2 Хмельницької АЕС призведе до суттєвого витіснення виробничих потужностей Бурштинської ТЕС навіть за умови збільшення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів.

На рисунку 5.8 показано на прикладі добового графіка покриття навантаження на 23.06.2016р., що сполучення Бурштинського енергоострова з РДН Угорщини та Румунії призведе до повного витіснення виробничих потужностей Бурштинської ТЕС більш дешевим імпортом електроенергії у нічні години доби. Розглянемо вплив основних складових проекту «Енергетичний міст «Україна – ЄС» на завантаження енергоагрегатів Бурштинської ТЕС для цієї доби (рис. 5.11).

Таблиця 5.10

Коефіцієнт завантаження енергоагрегатів Бурштинської ТЕС $K_{\text{БуТЕС(зав)}}^{(\text{к.д.})}$

(в.о.) по чотирьом варіантам розрахунків

Варіант	№	1	2		3		4	
	мережеві обмеження	є	немає		Є		немає	
	ХАЕС	немає	немає		Є		Є	
	Аргумент	$K_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	$K_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	%	$K_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	%	$K_{\text{БуТЕС}}^{(\text{к.д.})}$	%
	21.01.2016	89,13	96,42	8,18	35,13	-60,58	82,63	-7,29
	23.01.2016	79,92	91,85	14,93	29,74	-62,78	78,53	-1,74
	06.04.2016	27,36	26,65	-2,57	1,39	-94,91	3,92	-85,69
	09.04.2016	36,48	37,06	1,60	0,71	-98,07	5,44	-85,08
	23.06.2016	27,83	35,29	26,83	0,12	-99,58	7,80	-71,96
	25.06.2016	34,43	41,94	21,81	1,63	-95,27	10,23	-70,29
	24.11.2016	67,44	71,92	6,65	16,03	-76,23	54,04	-19,86
	26.11.2016	71,51	80,86	13,08	20,54	-71,28	62,11	-13,15
	Січень	85,56	94,65	10,62	33,05	-61,38	81,04	-5,29
	Квітень	30,09	29,77	-1,05	1,19	-96,06	4,37	-85,47
	Червень	30,25	37,73	24,74	0,67	-97,78	8,69	-71,26
	Листопад	68,52	74,31	8,44	17,23	-74,85	56,19	-17,99
	Зима	86,19	94,96	10,18	33,42	-61,23	81,32	-5,65
	Весна	30,33	30,05	-0,94	1,17	-96,15	4,41	-85,45
	Літо	29,91	37,39	25,01	0,59	-98,01	8,57	-71,35
	Осінь	68,64	74,57	8,64	17,37	-74,70	56,44	-17,78
	Рік	55,80	61,57	10,34	14,35	-74,28	40,47	-27,48

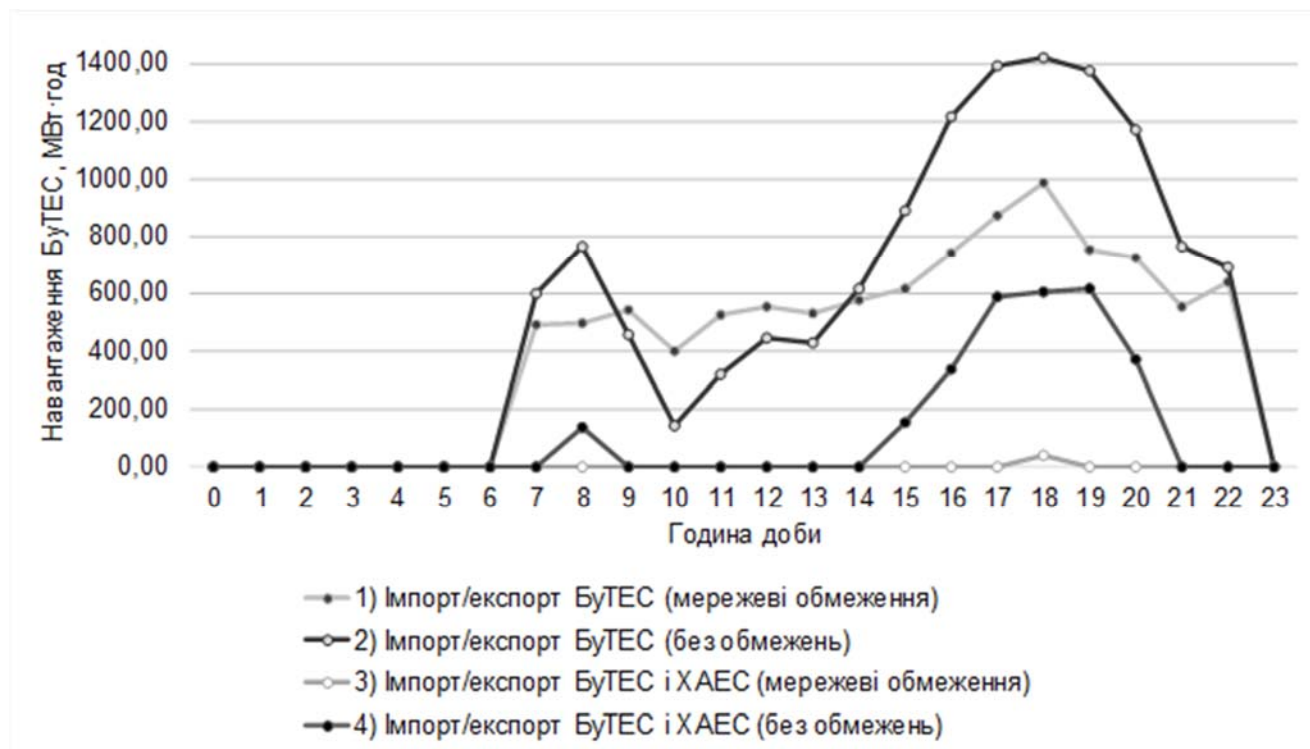


Рис. 5.11. Добові графіки навантаження БуТЕС на 23.06.2016р. за різних складових впровадження енергетичного мосту

Як видно з рисунку 5.11, енергоблок №2 Хмельницької АЕС практично повністю витіснить виробничі потужності Бурштинської ТЕС з локального ринку електроенергії і завантаження енергоагрегатів БуТЕС можливо здійснювати виключно за рахунок збільшення експорту електроенергії. Відображені на рисунку 5.11 графіки наочно демонструють актуальність проблеми регулювання режиму енергоострова при впровадженні проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС». Дійсно, енергоблок №2 Хмельницької АЕС призначений для покриття базису навантаження і його ресурси з надання ДП вкрай обмежені. Купівля системних послуг з регулювання режиму в країнах ENTSO-E може розглядатись виключно як тимчасовий захід для позаштатних режимів з огляду на достатньо жорсткі вимоги щодо забезпечення локальних ринків електроенергії в країнах ENTSO-E резервами ДП. Таким чином, при впровадженні проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» необхідно передбачити обов'язкове завантаження енергоагрегатів Бурштинської ТЕС до рівня, що забезпечує стан готовності генераторів надавати ДП для ОСП в

обсягах, достатніх для підтримки операційної безпеки енергоострова. Виходячи з технічних вимог ENTSO-E до мінімального рівня резервів із ВРЧП в енергосистемі, для Бурштинського енергоострова в різні розрахункові періоди часу необхідно забезпечити резерви виробничих потужностей на ВРЧП в обсягах від 19 до 39 МВт. Приймаючи мінімально необхідний рівень завантаження енергоблоків Бурштинської ТЕС для стану готовності до надання ДП для ОСП на рівні 70% від номінальної потужності, отримуємо мінімально необхідний рівень гарантованого навантаження Бурштинської ТЕС в різні розрахункові періоди року від 144 до 281 МВт.

Розглянемо основні аспекти впливу експортного потенціалу Бурштинського енергоострова на РДН Угорщини та Румунії (табл. 5.11). На порівняльних діаграмах рисунку 5.7 видно, що Угорщина наразі має бути зацікавлена у інтеграції з Бурштинським енергоостровом у першу чергу з метою отримання додаткового шляху балансування значень обміну електроенергією із Румунією. Як видно з таблиці 5.11, розв'язання існуючих наразі обмежень на обмін електроенергією по міждержавним електричним перетинам Бурштинського енергоострова збільшить обсяги експорту електроенергії до угорського ринку. При цьому розширення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів Бурштинського енергоострова не поліпшить суттєво в цілому від'ємний баланс імпорту/експорту електроенергії для енергосистеми Угорщини. Аналіз погодинних балансів імпорту/експорту електроенергії показав, що виробничий потенціал атомного енергоблока Хмельницької АЕС недостатній для повного злиття трьох розглянутих РДН внаслідок занадто великої різниці цін на ринках електроенергії цих країн. За існуючої структури попиту/пропозиції на ринках електроенергії розглянутих країн інтеграція у сегменті РДН не призведе до вирівнювання цін на електроенергію. Тому модернізацію міждержавних електричних перетинів слід здійснювати виходячи з економічної доцільності розширення пропускної спроможності таких перетинів.

Баланс імпорту/експорту електроенергії для РДН Угорщини $NP_{\text{Угор}}$ по чотирьом варіантам розрахунків

Варіант	№	1	2		3		4	
	мережеві обмеження	€	немає		€		немає	
	ХАЕС	немає	немає		€		€	
	Аргумент	$NP_{\text{Угор}}$	$NP_{\text{Угор}}$	%	$NP_{\text{Угор}}$	%	$NP_{\text{Угор}}$	%
21.01.2016		-5,9	-5,9	-0,1	-6,2	-5,1	-13,4	-126,0
23.01.2016		-2,7	3,2	217,9	-5,1	-89,7	0,2	108,8
06.04.2016		8,0	12,9	60,7	-3,4	-142,0	1,3	-83,3
09.04.2016		9,1	17,3	90,4	-2,3	-125,5	5,9	-34,9
23.06.2016		-3,7	-8,6	-131,5	-7,6	-104,0	-14,5	-289,2
25.06.2016		6,0	8,3	39,8	-4,7	-179,6	-0,1	-100,9
24.11.2016		0,5	9,4	1866,8	-5,0	-1151	-2,7	-653,5
26.11.2016		0,8	5,2	527,8	-4,6	-653,9	1,9	133,6
Січень		-144,8	-74,1	48,8	-179,7	-24,1	-251,0	-73,4
Квітень		250,2	426,3	70,4	-91,6	-136,6	81,3	-67,5
Червень		-5,2	-72,2	-1283,9	-196,4	-3666	-275,9	-5188,3
Листопад		17,1	248,6	1352,1	-147,2	-959,7	-43,0	-350,9
Зима		-444,9	-274,2	38,4	-534,1	-20,0	-821,4	-84,6
Весна		769,9	1317,9	71,2	-278,4	-136,2	260,2	-66,2
Літо		-61,8	-301,6	-387,9	-615,9	-896,6	-914,3	-1379,3
Осінь		52,9	742,6	1304,3	-445,2	-942,0	-117,8	-322,8
Рік		316,0	1484,6	369,8	-1874	-692,9	-1593,3	-604,2

Поглиблений аналіз результатів моделювання показав, що наявна пропускна спроможність міждержавних електричних перетинів між Угорщиною та Бурштинським енергоостровом у контрольні дні року дозволяє вирівняти ціни на РДН цих країн протягом 7-17 годин. В той час як експорт електроенергії з

Бурштинським енергоостровом до Угорщини у денні години доби збережеться на існуючому наразі рівні до 325 МВт, у нічні години доби спостерігається імпорт електроенергії з Угорщини до Бурштинського енергоострова до 450 МВт. В цілому за рік експорт електроенергії з Бурштинського енергоострова до Угорщини складатиме до 1,2 млн МВт·год, або 6,65% від обсягу торгів на РДН Угорщини. Імпорт електроенергії з Угорщини до Бурштинського енергоострова за рік складатиме 1,5 млн МВт·год, або 8,4% від обсягу торгів на РДН Угорщини. При цьому розширення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів між Угорщиною і Бурштинським енергоостровом а також розширення енергоострова за рахунок підключення енергоблоку №2 Хмельницької АЕС не призводитимуть до вирівнювання цін на РДН Угорщини і Бурштинського енергоострова в усі години доби. Тому питання модернізації електричного перетину між Угорщиною та Бурштинським енергоостровом потребує відповідного обґрунтування економічної доцільності таких робіт.

Для більш точної оцінки наслідків реалізації проекту «енергетичний міст «Україна-ЄС» на баланс імпорту/експорту електроенергії Угорщини необхідно здійснити додатковий аналіз урахуванням міждержавних електричних перетинів Угорщини, у першу чергу – з Румунією.

Для Румунії реалізація проекту «енергетичний міст «Україна – ЄС» призведе до суттєвого збільшення обсягів імпорту електроенергії. Як видно з порівняльних діаграм рисунку 5.10, лівова частка збільшення за рахунок атомного енергоблоку Хмельницької АЕС обсягів виробництва електроенергії енергоострова припадає саме на експорт до Румунії. Наявна пропускна спроможність міждержавних електричних перетинів між Румунією та БЕО у контрольні дні року дозволяє вирівняти ціни на РДН цих країн не більше 11 годин за добу, а в окремі періоди року таке вирівнювання взагалі відсутнє. Переважну більшість годин доби електричний перетин між БЕО та Румунією знаходитиметься у стані переобтяження. За умови модернізації пропускної спроможності цього перетину імпорт електроенергії до Румунії може досягати в окремі години доби 1600 МВт (за рахунок експорту з БЕО та Угорщини), а експорт електроенергії з Румунії – 677 МВт. В цілому за рік обмін електроенергією в напрямку з БЕО до Румунії складатиме до 1,8 млн МВт·год, або 6,5% від обсягу торгів на РДН Угорщини.

Обмін електроенергією в напрямку з Румунії до БЕО за рік складатиме 0,5 млн МВт·год, або 2% від обсягу торгів на РДН Румунії. В окремі періоди року доля імпорту електроенергії на РДН Румунії може сягати 10,3% , а експорту – 9,8%. При цьому розширення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів між Румунією і БЕО а також розширення БЕО за рахунок підключення енергоблоку №2 Хмельницької АЕС призведе до збільшення річних обсягів імпорту електроенергії Румунією до 6 млн МВт·год (21% від обсягу торгів на РДН Румунії) та знизить обсяги експорту електроенергії з Румунії до 0,14 млн МВт·год (0,5% від обсягу торгів на РДН Румунії). В цьому випадку в окремі періоди року доля імпорту електроенергії на РДН Румунії може збільшитися до 38,9% , а експорту – не перевищуватиме 3,3%. Таким чином, реалізація окремих складових проекту енергетичного моста «Україна – ЄС» може призводити до порушень операційної безпеки в енергосистемі Румунії та актуалізуватиме питання захисту інтересів власних виробників електроенергії у цій країні.

З іншого боку, як свідчить статистика транскордонного обміну електроенергією, протягом 2016 року зафіксовано нульовий баланс імпорту/експорту електроенергії по перетину між Бурштинським енергоостровом та Румунією при тому, що згідно із результатами моделювання наразі існує потенціал експорту електроенергії з Бурштинського енергоострова до енергосистеми Румунії. Таким чином, за відсутності політичних та комерційних угод між Україною та Румунією, відображений у звіті експортний потенціал Бурштинського енергоострова реалізувати буде неможливо. Це, у свою чергу, унеможливить повне завантаження енергоблоку №2 Хмельницької АЕС, що призведе до економічної збитковості проекту енергетичного мосту.

Оцінку впливу збільшеного експортного потенціалу Бурштинського енергоострова на країни ENTSO-E здійснимо аналізом долі $K_{\text{РДН}}^{\text{NP}}$ обсягів імпорту/експорту електроенергії у загальних обсягах торгів на РДН цих країн. Даний критерій оцінки розрахований як відношення балансу імпорту/експорту електроенергії $NP_{\text{РДН}}$ до обсягів торгів у сегменті РДН $V_{\text{РДН}}$:

$$K_{\text{РДН}}^{\text{NP}} = \frac{NP_{\text{РДН}}}{V_{\text{РДН}}}.$$

Значення долі імпорту/експорту електроенергії у загальних обсягах торгів на РДН Угорщини зведені у таблицю 5.12.

Таблиця 5.12

**Доля імпорту/експорту електроенергії у загальних обсягах торгів на РДН
Угорщини $K_{УГ}^{NP}$ по чотирьом варіантам розрахунків**

Варіант	№	1	2	3	4
	мережеві обмеження	Є	немає	Є	немає
	ХАЕС	немає	немає	Є	Є
	Аргумент	$K_{УГ}^{NP}$	$K_{УГ}^{NP}$	$K_{УГ}^{NP}$	$K_{УГ}^{NP}$
21.01.2016		-11,70	-11,62	-12,28	-23,72
23.01.2016		-6,65	8,26	-12,81	0,60
06.04.2016		15,41	23,02	-6,99	2,74
09.04.2016		17,74	30,86	-4,70	11,60
23.06.2016		-7,99	-17,88	-15,96	-28,43
25.06.2016		11,74	15,80	-9,76	-0,11
24.11.2016		0,88	16,71	-9,23	-4,60
26.11.2016		1,61	10,09	-9,08	3,83
Січень		-10,00	-5,18	-12,46	-16,23
Квітень		16,10	25,37	-6,30	5,48
Червень		-0,36	-4,83	-13,66	-18,46
Листопад		1,06	15,06	-9,20	-2,57
Зима		-10,32	-6,41	-12,43	-17,69
Весна		16,16	25,58	-6,24	5,71
Літо		-1,40	-6,61	-13,98	-19,89
Осінь		1,08	14,87	-9,19	-2,34
Рік		1,72	7,82	-10,40	-8,46

При реалізації сполучення ринків електроенергії в окремі розрахункові періоди частка імпорту/експорту електроенергії в обсягах торгів на РДН Угорщини може досягати 30%, проте в цілому за рік вона не перевищить 10.4%.

Аналогічно значення долі імпорту/експорту електроенергії у загальних обсягах торгів на РДН Румунії зведені у таблицю 5.13.

Таблиця 5.13

**Доля імпорту/експорту електроенергії у загальних обсягах торгів на
РДН Румунії по чотирьом варіантам розрахунків**

Варіант	№	1	2	3	4
	мережеві обмеження	Є	Немає	Є	немає
	ХАЕС	немає	немає	Є	Є
	Аргумент	$K_{\text{Рум}}^{\text{NP}}$	$K_{\text{Рум}}^{\text{NP}}$	$K_{\text{Рум}}^{\text{NP}}$	$K_{\text{Рум}}^{\text{NP}}$
21.01.2016		-8,49	-12,43	-9,09	-24,22
23.01.2016		-10,28	-23,52	-10,28	-38,86
06.04.2016		-3,49	-9,09	-8,83	-15,76
09.04.2016		-5,66	-16,13	-6,97	-18,51
23.06.2016		9,77	12,44	-4,30	1,66
25.06.2016		-8,26	-15,50	-10,61	-21,59
24.11.2016		-9,20	-21,46	-9,20	-27,55
26.11.2016		-9,24	-19,06	-9,63	-35,52
Січень		-9,13	-16,69	-9,52	-29,98
Квітень		-4,19	-11,30	-8,23	-16,64
Червень		3,69	2,94	-6,57	-6,79
Листопад		-9,21	-20,86	-9,31	-29,60
Зима		-9,01	-15,93	-9,44	-28,97
Весна		-4,25	-11,49	-8,18	-16,71
Літо		4,57	4,32	-6,25	-5,60
Осінь		-9,21	-20,79	-9,32	-29,83
Рік		-4,53	-11,21	-8,34	-20,97

Як видно з таблиці 5.13, інтеграція РДН розглянутих у дослідженнях країн призведе до появи суттєвої долі імпорту для ринку електроенергії Румунії у більшості розрахункових періодів. Реалізація проекту енергетичного моста призведе до збільшення долі імпорту на РДН Румунії в окремі розрахункові періоди до 38.8%. Таким чином, для наведених варіантів розрахунків потенційно Румунія не зацікавлена у реалізації проекту енергетичного моста з огляду на операційну безпеку та захист інтересів власних виробників електроенергії.

5.3 Концепція побудови імітаційної моделі РДН України

Дослідження напрямків розвитку європейських ринків електроенергії та експериментальні дослідження перспектив інтеграції лібералізованої моделі ринку електроенергії України засвідчили актуальність задачі перевірки наслідків прийняття рішень з організації та правил функціонування сегментів українського ринку електроенергії шляхом імітаційного моделювання відповідних процесів ціноутворення. При цьому до засобів комплексного імітаційного моделювання ринку електроенергії України [189 – 191] висуваються наступні основні вимоги:

- моделювання процесів ціноутворення в організованих сегментах ринку електроенергії України слід здійснювати математичним апаратом двостороннього аукціону; при цьому нееластичні по ціні попит чи пропозицію слід подавати ціноприймальними заявками з відповідними значеннями обсягів купівлі/продажу електроенергії;
- імітаційні моделі процесів ціноутворення в організованих сегментах ринку електроенергії України повинні реалізовувати механізми врахування резервів виробничих потужностей на ДП для СО з регулювання режиму ОЕС України;
- імітаційна модель процесів ціноутворення на РДН має відтворювати механізми врахування обмежень на обмін електроенергією по міжсистемним електричним перетинам методом сполучення ринків електроенергії з можливістю визначення при постановці задачі різних способів ціноутворення;
- імітаційна модель процесів ціноутворення на РДН має надавати прозорий інтерфейс моделювання процесів ціноутворення в суміжних ринках

електроенергії для оцінки впливу імпорту/експорту електроенергії ОЕС України на баланси цін в сусідніх енергосистемах.

За відсутності наразі чітких визначень щодо принципів організації правил ціноутворення на ринку ДП, засоби імітаційного моделювання організованих сегментів ринку електроенергії України мають підтримувати функції неявного врахування результатів резервування виробничих потужностей під ДП, а саме:

- функція оцінки необхідних обсягів резервів для підтримки операційної безпеки енергосистем;
- функція вибору виробничих потужностей, що мають знаходитись у стані готовності до надання ДП;
- функція коригування цінових заявок виробників електроенергії для врахування зарезервованих під ДП обсягів виробничих потужностей;
- функції врахування обов'язкових рівнів завантаження енергоагрегатів електростанцій, що знаходяться у стані готовності до надання ДП.

Обсяги резервів, виділених під надання ДП та обсяги навантаження енергоагрегатів для стану готовності до надання цих послуг фактично є складовою системних обмежень на виробництво, передачу та розподіл електроенергії. В той час як функція коригування цінових заявок виробників електроенергії для врахування зарезервованих під ДП обсягів виробничих потужностей є складовою процесу підготовки графіків попиту та пропозиції до імітаційного моделювання РДН і БР, врахування обов'язкових рівнів завантаження енергоагрегатів електростанцій є складовою моделювання конкурентних сегментів ринку електроенергії. Реалізація функцій врахування обов'язкових рівнів завантаження енергоагрегатів електростанцій, що знаходяться у стані готовності до надання ДП, може здійснюватися наступними способами:

- врахування обсягів обов'язкових рівнів навантаження енергоагрегатів як окрема складова балансу попиту і пропозиції електроенергії до імітаційного моделювання сегментів РДН та БР;
- врахування обсягів обов'язкових рівнів навантаження енергоагрегатів окремими ціновими заявками з продажу електроенергії при моделюванні торгів на РДН, рівні цін в яких гарантують першочергове прийняття таких заявок;

- врахування обсягів обов'язкових рівнів навантаження енергоагрегатів як частина системних обмежень, що врегульовується механізмами БР.

Реалізація наведених способів врахування обов'язкових рівнів завантаження енергоагрегатів електростанцій, що знаходяться у стані готовності до надання ДП, дозволить дослідити способи та розробити правила функціонування ринку ДП в Україні. При цьому врахування ДП як складової системних обмежень дозволить більш адекватно здійснювати імітаційне моделювання РДН та БР.

Основні складові функціональної архітектури імітаційної моделі ринку електроенергії України наведено на рисунку 5.12.

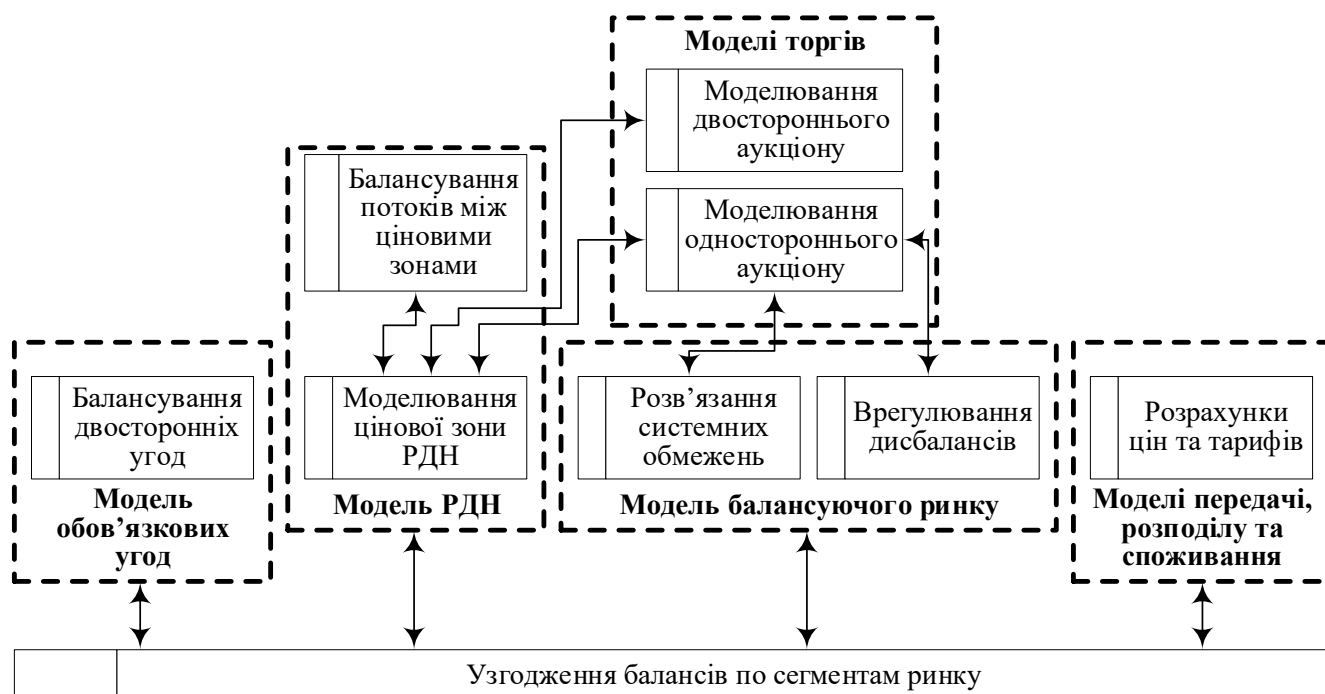


Рис. 5.12. Функціональна архітектура імітаційної моделі ринку електроенергії України

Важливою складовою імітаційної моделі є функції балансування двосторонніх угод. Такі функції призначені для формування складових попиту/пропозиції та виробництва/споживання електроенергії, значення яких необхідно враховувати при моделюванні процесів ціноутворення відповідно на РДН і БР. Модель обов'язкових угод надає засоби для неявного врахування таких основних складових балансу електроенергії:

- фіксовані обсяги імпорту/експорту електроенергії по міждержавним електричним перетинам ОЕС України;
- обсяги резервування виробничих потужностей електростанцій під потреби регулювання режиму (ДП для СО);
- обов'язкові за вимогою безпеки режиму ОЕС України обсяги завантаження генераторів електростанцій;
- обов'язкові для прийняття обсяги пропозиції від нерегульованих джерел генерації електроенергії;
- обсяги міжсистемного обміну електроенергією, узгоджені між СББ.

Вище наведені та деякі інші складові балансів електроенергії повинні враховуватись при імітаційному моделюванні торгів на РДН. У свою чергу, складові балансів електроенергії та результати моделювання торгів на РДН повинні враховуватись засобами імітаційного моделювання БР [196]. Баланси електроенергії, отримані на кожному з попередніх етапів імітаційного моделювання, повинні використовуватись в розрахунках цін та тарифів на електроенергію. Тому в імітаційній моделі ринку електроенергії України окремо виділяються функції відповідного коригування на кожному етапі розрахунків зазначених у цінових заявках обсягів купівлі/продажу електроенергії.

Функції БР для ОСП розглядаються як засіб балансування виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії. Тому функції БР мають реалізовувати контроль за усіма складовими системних обмежень. Як показано у розділі 2, БР має розв'язувати дві основні задачі:

- перевірка і, в разі необхідності, врегулювання системних обмежень за результатами двосторонніх угод і торгів в інших організованих сегментах ринку електроенергії;
- врегулювання дисбалансів між виробництвом і споживанням електроенергії.

Навіть за повного врахування системних обмежень в інших організованих сегментах ринку електроенергії, потреба у додатковому врегулюванні цих обмежень може виникати у позаштатних ситуаціях, пов'язаних із системними аваріями та суттєвими розбіжностями між прогнозованим і фактичним

споживанням електроенергії. Тому функції контролю і врегулювання всіх системних обмежень мають бути обов'язковою частиною БР. З огляду на це, питання про запровадження механізмів врегулювання системних обмежень в інших організованих сегментах ринку електроенергії слід розглядати як спосіб зменшити вартість таких обмежень, а висновок про доцільність впровадження таких механізмів має супроводжуватись відповідним економічним обґрунтуванням на основі порівняльного аналізу. В той же час імітаційна модель ринку електроенергії повинна надавати інструментарій врахування обмежень на обмін електроенергією по міжсистемним електричним перетинам механізмами як РДН, так і БР. Реалізація обох механізмів в імітаційній моделі ринку електроенергії України дозволить більш точно визначити вартість системних обмежень при підготовці регуляторних рішень.

Розглянемо детальніше імітаційну модель РДН як складову імітаційної моделі ринку електроенергії України (рис. 5.13).

Функції підготовки та аналізу графіків попиту та пропозиції повинні здійснювати обробку заявок з купівлі/продажу електроенергії перелічених в розділі 3.4.4 типів. При цьому рекомендується реалізація різних способів сортування та аналізу цінових заявок, наприклад наведений в [192]. Питання про необхідність аналізу блокових цінових заявок слід узгоджувати разом із рішенням про доцільність запровадження заявок такого типу у сегменті РДН України. Відзначимо лише, що аналіз блокових цінових заявок (як і більшості цінових заявок, аналіз яких здійснюється на рівні добової оптимізації) потенційно призводить до протиріч у логіці прийняття рішень [193, 194], різні варіанти вирішення яких необхідно реалізовувати у імітаційній моделі та подавати для користувача в інтерфейсі постановки задачі моделювання. Крім того, програмні модулі підготовки та аналізу цінових заявок повинні передбачати можливість розширення функціональності для дослідження та розробки способів участі на торгах РДН ГЕС та ГАЕС [195].

Правила моделювання торгів повинні визначати особливості постановки задачі такі, як механізми ціноутворення, дії за виявлення неінтуїтивних ситуацій, тощо.

На рівні балансу попиту і пропозиції у ціновій зоні імітаційна модель РДН повинна ситуативно розраховувати вартість електроенергії за такими ознаками:

- за визначеною у заявці ціною;
- за ціною останніх прийнятих (ціноутворювальних) заявок;
- за вартістю імпортованої електроенергії;
- за ціною останніх прийнятих в областях-експортерах заявок.

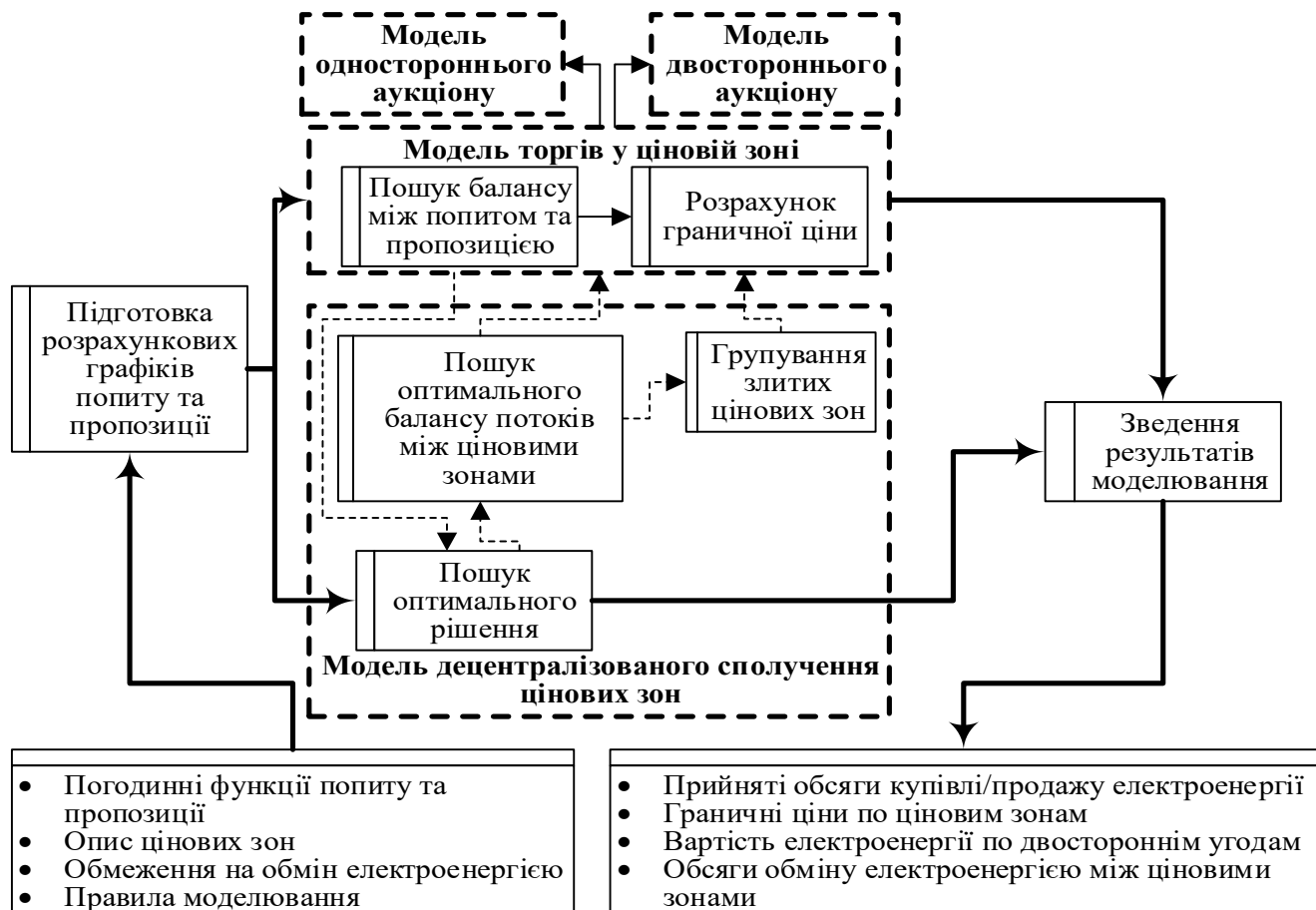


Рис. 5.13. Функціональна архітектура імітаційної моделі РДН

На рівні рішення задачі сполучення цінових областей імітаційна модель РДН повинна реалізовувати такі варіанти ціноутворення:

- децентралізоване ціноутворення: граничні ціни розраховуються окремо по кожній ціновій зоні;
- злиття цінових областей: цінові зони, для об'єднання яких відсутні системні обмеження, зливаються в єдину об'єднану зону з розрахунком єдиної граничної ціни;

- постсполучення цінових зон: всі цінові заявки з купівлі та продажу електроенергії, прийняті за результатами моделювання процесу сполучення цінових зон, групуються в єдиний аукціон, за результатами моделювання якого формується єдиний баланс попиту і пропозиції та єдина гранична ціна.

Задача врегулювання системних обмежень сегменті РДН виникає як спосіб зменшення вартості таких обмежень у порівнянні із їх урегулюванням у сегменті БР. Наразі виділяються два основні типи системних обмежень, врегулювання яких здійснювалося у сегменті РДН: обмеження на виробництво електроенергії та обмеження на передачу електроенергії.

До обмежень на виробництво електроенергії, які можуть врегулюватися у сегменті РДН, відноситься, у першу чергу, забезпечення гарантованого навантаження для постачальників ДП та нерегульованих джерел електроенергії. Основним способом реалізації такої функції є подання цінових заявок з обов'язковими обсягами продажу електроенергії з умовними цінами, що гарантують їх першочергове прийняття. Встановлення умовної ціни, що гарантує першочергове прийняття, реалізується визначенням ціни нижчої за всі ціни у поданих для участі у торгах цінових заявок. Впровадження такого алгоритму не викликає труднощів, проте при цьому ускладнюються методи аналізу статистики торгів внаслідок спотворення агрегованих графіків попиту і пропозиції неіснуючими фактично значеннями цін. Більш прозора та наочна інформація отримується у випадку подання заявок з обов'язковими обсягами продажу електроенергії у формі ціноприймальних. При цьому суттєво ускладнюються алгоритми аналізу графіків попиту та пропозиції і існує ймовірність виникнення невизначених ситуацій на кшталт формування ненульового балансу попиту і пропозиції з відсутніми показниками ціни, проте такий інструментарій широко застосовується на біржах електроенергії європейських країн внаслідок гнучкості цінової політики, яку забезпечують заявки з купівлі/продажу електроенергії ціноприймального типу.

Іншою складовою обмежень на виробництво електроенергії є обмеження на обсяги збільшення навантаження енергоагрегатів електростанцій у суміжні години доби. Таке обмеження набуває актуальності для енергоагрегатів великої

потужності, час на запуск та набір навантаження яких вимірюється годинами. В той час як подання адекватних з точки зору можливості їх реалізації цінових заявок є відповідальністю виробника електроенергії, величина зміни рівнів навантаження енергоагрегатів у суміжні години доби за результатами торгів на РДН зумовлюється особливостями структури попиту та пропозиції і не завжди може бути оцінена заздалегідь. Контроль зміни навантаження енергоагрегатів електростанцій здійснювався на біржі електроенергії Іспанії і не знайшов широкого використання на біржах інших країн, хоча сучасний алгоритм EURNEMIA пропонує аналогічний інструментарій участі у торгах, яким враховуються обмеження на зміну рівнів виробництва електроенергії у суміжні години доби на РДН. Питання про актуальність проблеми врахування такого типу системних обмежень для ОЕС України та доцільність її контролю у сегменті РДН наразі вимагає окремих досліджень, які потребують відповідних засобів імітаційного моделювання.

Обмеження на обмін електроенергією по магістральним електричним лініям наразі враховуються в сегментах РДН міждержавних енергетичних об'єднань та на внутрішніх ринках електроенергії ряду європейських країн. При цьому, як показано в розділі 3 цієї дисертаційної роботи, домінуючим принципом рішення задачі врахування мережевих обмежень залишається зональна модель ціноутворення з механізмами сполучення цінових регіонів на основі потокорозподілу. Наразі в країнах ENTSO-E ведуться дослідження щодо впровадження механізмів сполучення цінових регіонів на внутрішньодобових ринках електроенергії.

Наведена у розділі концепція побудови імітаційної моделі ринку електроенергії передбачає використання в якості вхідних даних ретроспективної інформації про структуру попиту/пропозиції, а також ціни і тарифи на ринку електроенергії, що дозволяє здійснити адекватний порівняльний аналіз наслідків прийняття управлінських рішень щодо ринку електроенергії в Україні. При цьому використання засобів прогнозування окремих результатів функціонування ринку електроенергії (наприклад, [197]) дозволить використати імітаційну модель і для рішення задач довгострокового і середньострокового планування в електроенергетиці України.

5.4 Висновки до розділу 5

За наведеними у попередніх розділах дисертаційної роботи результатами аналітичних досліджень виконано експериментальні дослідження складових процесу інтеграції ринку електроенергії України до ринків європейських країн та визначено окремі проблеми такої інтеграції. Зокрема, здійснено оцінку експортного потенціалу ОЕС України за існуючих технічних умов та під час впровадження РДН в Україні на прикладах різних варіантів ринкового сполучення БЕО з енергосистемами Угорщини та Румунії.

Доведена економічна ефективність відокремлення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону на РДН України за існуючих умов функціонування ОЕС України. Так за результатами порівняльного моделювання з використанням статистичних даних за 14 квітня 2015 року, показано, що виділення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону на РДН України призведе до зменшення вартості електроенергії на 8,6 млн. грн. або 9,3% від добової вартості електроенергії у цьому сегменті ринку електроенергії.

Показано, що для Бурштинського енергоострова відсутність у сегменті РДН функцій врахування резервів на допоміжні послуги системному оператору призводить до заниження розрахункової добової вартості електроенергії на $0,26 \div 2,18$ %. В той же час для ОЕС України така похибка складає $2,23 \div 8,76$ %.

Також розглянуті окремі сценарії розширення Бурштинського енергоострову, зокрема і за рахунок підключення енергоблоку №2 Хмельницької АЕС. Показано, що виділення енергоблоку №2 Хмельницької АЕС до Букринського енергоострову призводитиме до ризиків збільшення добової вартості електроенергії в сегменті РДН для ОЕС України на $10,4 \div 16,5$ %. Результати імітаційного моделювання такого варіанту засвідчують збільшення річних обсягів експорту електроенергії до 7,6 млн кВт·год за рік, що підтвердило наявність експортного потенціалу та достатній рівень конкурентоздатності України у сегментах РДН зазначених європейських країн.

Аналіз варіантів сполучення Бурштинського енергоострова з енергосистемами Угорщини та Румунії показав потенційну вигоду для цих країн

від формування додаткового маршруту експорту електроенергії з Румунії до Угорщини у сегменті РДН та можливості ринків електроенергії Угорщини і Румунії експортувати електроенергію до енергоострова в нічні години доби.

Відзначено, що наявна пропускна спроможність міждержавних електричних перетинів між Бурштинським енергоостровом та Угорщиною у контрольні дні року дозволяє вирівняти ціни на РДН цих країн протягом 7-17 годин, а з Румунією – до 11 годин. При цьому розширення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів між Бурштинським енергоостровом та цими країнами не призводить до повного злиття цих ринків.

Результати виконаних досліджень дозволили розробити концепцію побудови імітаційної моделі ринку «на добу наперед» України, яка передбачає явне та неявне врахування мережевих обмежень в цьому сегменті ринку електричної енергії та реалізація якої дозволяє оцінити ефективність рішень на різних етапах інтеграції України до європейських ринків, розробити практичні рекомендації щодо організації національного ринку «на добу наперед», а також забезпечити взаємодію та гармонізацію із іншими сегментами ринку.

Також результати виконаних в цьому розділі роботи досліджень знайшли практичне застосування при розробці концепції та технічного завдання на створення автоматизованої системи тарифоутворення в умовах реформування ринку електроенергії на базі моделювання режиму роботи електроенергетичного обладнання енергетичних систем України, що були впроваджені в Інституті проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України та Об'єднанні енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ГРІФРЕ) України.

На основі виконаних досліджень сформовано дві аналітичні довідки, які передані Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) для оціночного аналізу прийняття регуляторних рішень при впровадженні лібералізованої моделі ринку електричної енергії України.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Дисертаційна робота в цілому вирішує проблему створення наукових та науково-прикладних основ шляхом розвитку підходів, розробки моделей, методів та засобів раціональної організації функціонування та взаємодії різних сегментів лібералізованого ринку електричної енергії України, які враховують правила функціонування, бізнес-інформаційні, технологічні особливості й обмеження національної енергетичної системи, що у сукупності спрямовані на підвищення конкурентоспроможності України на європейському енергетичному ринку з огляду на перспективу її інтеграції до ринків країн Європи із забезпеченням технологічної єдності та керованості ОЕС України.

2. Дослідження принципів організації загальноєвропейського ринку електроенергії дало змогу вперше в Україні формалізувати та побудувати гармонізовану з європейськими вимогами рольову модель ринку в цілому та окремих його сегментів, а також гармонізувати сегменти та ролі учасників з європейськими моделями.

3. Виконано опис, структурований за критеріями організаційного розподілу і функціонального наповнення складових загальної системи управління ринком електроенергії, та деталізовано структуру автоматизованої інформаційної системи оператора балансуєчого ринку. Результати наукових та науково-практичних досліджень, використані під час гармонізації та впровадження в Україні міжнародних стандартів серії ІЕС 62325», розробки технічного завдання на створення автоматизованої інформаційної системи оператора БР, розробки уточненої загальної схеми гармонізованої моделі ринку електроенергії для державного підприємства «НЕК «Укренерго», а також розробки правил формування ідентифікаторів в ринку електроенергії України державним підприємством «Енергоринок». Практична значимість розроблених моделей підтверджується довідками та висновками управління НКРЕКП України та актами ТОВ «Укренергоналадкавими́рювання».

4. Виконано дослідження сучасних методів розрахунку результатів торгів на ринку «на добу наперед» різних країн світу та розроблено імітаційну модель ринку «на добу наперед», яка впроваджена в ТБ «Українська енергетична біржа».

5. За результатами досліджень методів організації ринків міждержавної торгівлі та розподілу пропускної спроможності розроблено новий метод дворівневого розрахунку результатів об'єднаного явного аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів України з країнами Європи, який на відміну від існуючих дає змогу здійснювати комплексний аналіз балансу імпорту та експорту електроенергії за фізичними обсягами потоків електроенергії через міждержавні перетини. Метод заснований на ітераційному дворівневому розрахунку, і його реалізація та практичне використання є початковим етапом інтеграції ринку електроенергії України до ринків європейських країн у формі постійно виділеної окремої цінової зони в межах спільного з іншими країнами ринку електроенергії.

6. Досліджено основні механізми врахування мережевих обмежень на ринках електроенергії різних країн. Виконано поглиблені дослідження апарата функцій чистого експорту для врахування різних відношень попиту і пропозиції електроенергії в цінових областях ринку «на добу наперед», що дало змогу розробити та науково обґрунтувати математичну модель, яка на відміну від існуючих, враховує зазначені ситуації у разі сполучення ринків електричної енергії. Це дало змогу розвинути теоретичні засади сполучення ринків електроенергії стосовно підходу до вирішення проблеми врахування мережевих обмежень у цьому сегменті ринку за рахунок узгодженого подання структури електричних зв'язків між ціновими областями та відношень між попитом і пропозицією його учасників.

7. Розвинуто теоретичні основи врахування технологічних обмежень на потоки електроенергії магістральними лініями електропередачі в сегменті ринку «на добу наперед» шляхом розроблення нового методу, який на відміну від існуючих не вимагає лінеаризації функції пропозиції і не накладає обмежень на типи поданих цінових заявок, що можуть використовуватись. Розроблений метод засновується на уніфікованому поданні структури електричних зв'язків між

сполучуваними ринками та здійснює аналіз електричних мереж довільної структури.

8. Розроблено концепцію побудови імітаційної моделі ринку «на добу наперед» шляхом розробки складових, що передбачають явне та неявне врахування мережових обмежень у цьому сегменті ринку електричної енергії з використанням розроблених та розвинутих математичних моделей, методів і підходів. Реалізація імітаційної моделі дає змогу оцінити ефективність рішень на різних етапах інтеграції України до європейських ринків, розробити практичні рекомендації щодо організації національного ринку «на добу наперед», а також забезпечити взаємодію та гармонізацію з іншими сегментами ринку. Отримані результати використано під час розробки концепції та відповідного технічного завдання на створення автоматизованої системи тарифоутворення в умовах реформування ринку електроенергії на базі моделювання режиму роботи електроенергетичного обладнання енергетичних систем України, що були впроваджені в ГРІФРЕ України.

9. За результатами досліджень особливостей функціонування РДН вперше розроблено метод аналізу складових вартості системних обмежень в енергосистемі та науково обґрунтовано його використання для оцінки доцільності врахування технологічних обмежень на потоки електроенергії міжсистемними лініями на РДН у порівнянні з рішенням цієї задачі виключно за механізмами балансуєчого ринку. Розроблений метод дав змогу оцінити доцільність впровадження в Україні зональної моделі ціноутворення на РДН України, зокрема в частині відокремлення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону. Визначено, що це дасть змогу в окремі періоди року зменшити на 9,3 % добову вартість електроенергії на РДН України під час його впровадження.

10. Виконано експериментальні дослідження складових процесу інтеграції ринку електроенергії України та здійснено оцінку експортного потенціалу ОЕС України за існуючих технічних умов та під час впровадження РДН в Україні на прикладах різних варіантів ринкового сполучення Бурштинського енергоострова з РДН Угорщини та Румунії. Показано, що в цілому для БЕО забезпечується додатне

сальдо імпорту/експорту електроенергії (904,3 млн кВт·год за рік). Розглянуто окремі сценарії розширення Бурштинського енергоострова та показано шляхи збільшення річних обсягів експорту електроенергії до 7,6 млн кВт·год за рік. Практична значимість отриманих науково-практичних результатів підтверджена довідками НКРЕКП України.

11. Набули розвитку підходи до оцінки вартості надання оператору системи передачі ДП з регулювання режимів енергосистем, які враховують існуючі в світі способи до визначення вартості ДП та гармонізують техніко-економічні режими з технологічними вимогами до роботи енергоагрегатів електростанцій, що стимулюватиме виробників електроенергії до надання ДП в Україні.

12. Розроблено нові методи оцінки та математичні моделі розрахунку вартості надання оператору системи передачі послуг із первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України, що на відміну від існуючих методів враховують особливості підтримки станів готовності до надання відповідних ДП виробниками електричної енергії в Україні. Удосконалені методи визначення та нові математичні моделі розрахунків вартості надання оператору системи передачі послуг з регулювання напруги, які на відміну від існуючих дають можливість практично враховувати витрати виробників електричної енергії на підтримку стану готовності до надання та фактичне надання таких допоміжних послуг. Розроблені методи та моделі використані під час розробки методики та розрахункової моделі ціноутворення на ринку допоміжних послуг, практична значимість яких підтверджена актами ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр» та висновками державного підприємства «НЕК «Укренерго».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.E., Bohn R.E. Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic Publishers. Boston, MA. 1988. 355 p.
2. Rui Castro, Sérgio Faias, Jorge Esteves. The cost of electricity interruptions in Portugal: Valuing lost load by applying the production-function approach. *Utilities Policy*. Volume 40. 2016. P. 48 – 57.
3. Hogan, William W. Electricity market structure and infrastructure. *Time on Energy Policy Conference*. Harvard University. 2008.
4. Reichl, Johannes, Michael Schmidthaler, and Friedrich Schneider. The value of supply security: The costs of power outages to Austrian households, firms and the public sector. *Energy Economics*. Vol. 36. 2013. P. 256 – 261.
5. Hobbs, B.F. Linear complementarity models of Nash–Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2001. Vol. 16. no. 2. P. 194 – 202.
6. MÄNTYSAARI, Petri. Electricity Marketplaces. *EU Electricity Trade Law*. Springer, Cham. 2015. P. 169 – 346.
7. CRAMTON, Peter. Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*. 2017. 33.4. P. 589 – 612.
8. GOTO, Mika; SUEYOSHI, Toshiyuki. Electric power market reform in Japan after Fukushima Daiichi nuclear plant disaster: Issues and future direction. *International Journal of Energy Sector Management*. 2015. 9.3. P. 336 – 360.
9. SRIVASTAVA, Anurag K., et al. Electricity markets: an overview and comparative study. *International Journal of Energy Sector Management*. 2011. 5.2. P. 169 – 200.
10. TISHLER, Asher; WOO, Chi-Keung. Is electricity deregulation beneficial to Israel? *International Journal of Energy Sector Management*. 2007. 1.4. P. 322 – 341.
11. PRABAVATHI, M.; GNANADASS, R. Energy bidding strategies for restructured electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. 64. P. 956 – 966.

12. HAGHIGHAT, Hossein; SEIFI, Hossein; KIAN, Ashkan Rahimi. Pay-as-bid versus marginal pricing: the role of suppliers strategic behavior. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012. 42.1. P. 350 – 358.
13. WERON, Rafał; SIMONSEN, Ingve; WILMAN, Piotr. Modeling highly volatile and seasonal markets: evidence from the Nord Pool electricity market. *The application of econophysics*. Springer, Tokyo. 2004. P. 182 – 191.
14. SKYTTE, Klaus. The regulating power market on the Nordic power exchange Nord Pool: an econometric analysis. *Energy Economics*. 1999. 21.4. P. 295 – 308.
15. DIVÉNYI, Dániel, et al. Three problems successfully solved by implementing a power exchange clearing algorithm. *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the. IEEE*. 2012. P. 1 – 6.
16. SANTOS, Gabriel, et al. MASCEM: EPEX SPOT Day-Ahead market integration and simulation. *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 18th International Conference on. IEEE*. 2015. P. 1 – 5.
17. ORYNCZAK, Grzegorz, et al. Market coupling as the universal algorithm to assess zonal divisions. *European Energy Market (EEM), 11th International Conference on the. IEEE*. 2014. P. 1 – 5.
18. DOURBOIS, Grigoris A.; BISKAS, Pandelis N. European market coupling algorithm incorporating clearing conditions of block and complex orders. *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven. IEEE*. 2015. P. 1 – 6.
19. Прихно В.Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Енергоефективність*. 2000. С. 118 – 127.
20. Кириленко А. В., Прихно В. Л. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку*. 2009. С. 3 – 10.
21. Саух С.Е. Методы компьютерного моделирования конкурентного равновесия на рынках электроэнергии. *Электронное моделирование*. 2013. Т.35. №5. С.11 – 26.

22. Саух С.Е. Математическая модель равновесного состояния нового конкурентного рынка. *Электронное моделирование*. 2017. Т.39. №6. С. 3 – 14.
23. Саух С.Е., Борисенко А.В., Джигун Е.Н. Модель сети магистральных линий электропередачи в задачах планирования развития электроэнергетических систем. *Электронное моделирование*. 2014. Т. 36. №4. С. 3 – 14.
24. Борисенко А.В. Моделирование развития мощностей электростанций в условиях несовершенной конкуренции. *Электронное моделирование*. 2009. Т. 31. №5. С. 3 – 27.
25. Борукаев З. Х., Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Модели для определения прогнозной оптовой цены покупки электроэнергии в условиях изменения цен на рынках энергоносителей. *Міжвідомчий науково-технічний збірник «Адаптивні системи автоматичного управління»*. 2015. № 2(26). С.35 – 43.
26. Борукаев З. Х. Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Математическое обеспечение методики расчета прогнозной оптовой цены электроэнергии на оптовом рынке. *Енергетика та електрифікація*. 2015. Вип. 9 (385). С. 33 – 43.
27. Черненко П.О., Мартинюк О.В., Мірошник В.О. Врахування споживання електроенергії енергоємними підприємствами при короткостроковому прогнозуванні електричного навантаження енергосистеми. *Технічна електродинаміка*. 2015. Вип.5. С. 35 – 37.
28. Дубовской С. В. Современные проблемы и перспективы развития тепловой энергетики. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. № 18. С. 7 – 15.
29. Дубовской С.В., Твердохлиб А.С. Разделение затрат энергии при комбинированном производстве теплоты и холода. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2014. № 1. С. 24 – 30.
30. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделирование оптимальных режимов работы электрических станций в условиях балансирующего рынка. *Технічна електродинаміка. Тематичний вип. «Проблеми сучасної електротехніки»*. Ч. 3. 2010. С. 44 – 47.
31. Півнюк Ю. Ю., Лежнюк П. Д. Компенсация реактивной мощности в локальной электрической системе в условиях балансирующего рынка электроэнергии

Вісник НТУУ «Київський політехнічний інститут». Сер. «Гірництво». 2014. Вип. 25. С. 131 – 137.

32. Лежнюк П. Д., Тептя В. В. Оптимізація режимів роботи електричних станцій в умовах балансуючого ринку. Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електричних пристроях і системах. *Матеріали 3-ї МНТК.* Луцьк. 2010. С. 123 – 125.

33. Lezhnyuk P., Kulyk V., Teptia V. Optimization of Price Application for Electric Station in Conditions of Energy Market. *Nauka i Studia. Przemysl.* 2014. № 6 (116). P. 57 – 65.

34. ENTSO-E: Harmonised Electricity Market Role Model. 2017-01 APPROVED

35. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Інформаційно-технологічні системи конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Проблеми загальної енергетики.* 2009. № 19. С.16 – 22.

36. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України.* Вип. 25. 2010. С. 5 – 13.

37. Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. *Official Journal of the European Union.* 2015. Volume 58. P. 24 – 72.

38. Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation. *Official Journal of the European Union.* 2016. Volume 259. P. 42 – 68.

39. Pirbazari, A. M. Ancillary services definitions, markets and practices in the world. *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA).*

40. REBOURS, Yann G., et al. A survey of frequency and voltage control ancillary services. Part I: Technical features. *IEEE Transactions on power systems.* 2007. Vol.22. №1. P. 350 – 357.

41. Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії: Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 р. №1789.

42. Про електроенергетику: Закон України. 1998. №1. ст.1.
43. Про національний план дій на 2011 рік щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010-2014 роки "Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава": Указ Президента України від 27.04.2011 №504/2011.
44. Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.11.2007 №1056-р.
45. Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства: Закон України від 15.12.2010 № 2787-VI (2787-17).
46. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC// Official journal of the European Union. 2009. L211. P. 55 – 93.
47. Баталов А.Г., Денисевич К.Б., Олефір Д.О. Перспективи створення і розвитку балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2010. Вип 25. С. 14 – 20.
48. Левінгтон І. Україна – впровадження Концепції оптового ринку електроенергії (ОРЕ). *Електропанорама*. 2009. №1-2. С. 40 – 44.
49. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. К.: Наукова думка, 2015. 250 с.
50. По ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII.
51. Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Зозуля А.М. Короткострокове прогнозування оптових цін на електричну енергію з використанням радіально-базисних штучних нейронних мереж. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2009. Вип. 24. С. 23 – 31.
52. Блінов І.В. Методи та моделі забезпечення функціонування конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Вісник НАН України*. 2013. №6. С. 81 – 87.
53. The harmonised electricity market role model. Version: 2015-01 Approved. ENTSO-E AISBL. Brussels. 2015. P. 33.

54. ДСТУ-П ІЕС/TR 62325-101:2012. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 101. Загальні положення. Введ. 2013-07-01. К.: Мінекономрозвитку України. 2013. V, 28 с.

55. ДСТУ-П ІЕС/TR 62325-102:2012. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 102. Приклад моделі енергетичного ринку. Введ. 2013-05-01. К.: Мінекономрозвитку України. 2013. V, 32 с.

56. Кириленко О.В., І.В. Блінов, Г.С. Корхмазов, В.І. Попович. Побудова рольової моделі сегменту конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні. *Гідроенергетика України*. 2010. № 1. С. 11 – 20.

57. Кириленко О.В., І.В. Блінов, Г.С. Корхмазов, В.І. Попович. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2010. Вип. 25. С. 5 – 13.

58. Кириленко О.В. Блінов І.В., Танкевич С.Є. Побудова бізнес-інформаційних моделей організації енергетичного менеджменту при впровадженні нової моделі ринку електроенергії України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 3. С. 7 – 14.

59. Блінов І.В., Попович В.І., Олефір Д.О. Об'єктно-орієнтована модель конкурентного ринку та її побудова. *Енергетика та електрифікація*. 2011. №6. С 3 – 10.

60. Кириленко О.В., Блінов І.В., Попович В.І., Олефір Д.О. Методологія об'єктно-орієнтованого моделювання для опису функціонування конкурентного оптового ринку електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 1(24). С. 5 – 10.

61. Блінов І.В., Попович В.І., Корхмазов Г.С. Побудова рольової моделі ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електричної енергії України *Технічна електродинаміка. Тем. вип.: Проблеми сучасної електротехніки*. 2010. Ч.1. С. 43 – 48.

62. Блінов І.В., Самков О.В., Кириленко В.В. Методологія побудови моделі ринку електроенергії на основі вимог національного стандарту. *Стандартизація, сертифікація та якість*. 2013. № 6. С. 15 – 20.

63. Блінов І.В., Попович В.І. Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. № 3(26). С. 5 – 11.
64. Blinov Ihor, Tankevych Serhii. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2016 2nd International Conference on. 2016*. DOI: 10.1109/IEPS.2016.7521861
65. Блінов І.В., Самков О.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Танкевич С.Є. Аспекти побудови комунікаційних мереж конкурентного ринку електричної енергії на основі сучасних мережевих технологій. *Промелектро*. 2010. №1. С. 26 – 30.
66. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311.
67. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307.
68. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308.
69. Про затвердження Кодексу систем передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309.
70. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.
71. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 47 – 48.
72. Блінов І.В., Самков О.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Танкевич С.Є. Аспекти побудови комунікаційних мереж конкурентного ринку електричної енергії на основі сучасних мережевих технологій. *Промелектро*. 2010. №1. С. 26 – 30.
73. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 2. С. 36 – 43.
74. Блінов І.В., Парус Є.В. Вимоги до математичного забезпечення балансуєчого ринку електричної енергії України. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 30 – 32.

75. Блінов І.В. Аспекти функціонування балансуючого ринку електроенергії України. *Вісник Вінницького політехнічного інституту* №1 (100). 2012. С. 114 – 115.

76. ENTSO-E reserve resource process (ERRP) Implementation Guide.

77. ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN). Implementation Guide. ENTSO-E. 2011. Version 6.0. 217 p.

78. ENTSO-E Scheduling System (ESS). Implementation Guide.

79. ENTSO-E Settlement Process. Implementation Guide.

80. ENTSO-E EIC Code. Implementation guide.

81. Блінов І.В., Попович В.І., Самков О.В., Старинець В.Д., Танкевич С.Є. Схема ідентифікації учасників та об'єктів на конкурентному ринку електричної енергії. *Гідроенергетика України*. 2011. № 1. С. 18 – 21.

82. Блінов І.В., Самков О.В., Кириленко В.В. Танкевич С.Є. Проблеми і перспективи стандартизації у сфері керування електроенергетичними об'єктами та системами в Україні. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2015. № 6 (97). С. 3 – 11.

83. ДСТУ IEC/ TR 62325-501. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 501. Загальні настанови щодо використання ebXML (IEC/TR 62325-501:2005, IDT). К.: Мінекономрозвитку України. 2014. VI, 39 с.

84. ДСТУ IEC/TS 62325-502. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 502. Профіль ebXML (IEC/TS 62325-502:2005, IDT). К.: Мінекономрозвитку України. 2014. IV, 23 с.

85. IEC 62325-451-1. Acknowledgement Business Process And Contextual Model For CIM European Market.

86. IEC 62325-451-2:2014. Framework for energy market communications - Part 451-2: Scheduling business process and contextual model for CIM European market. International Electrotechnical Commission.

87. IEC 62325-451-3:2014+AMD1:2017 CSV. Framework for energy market communications - Part 451-3: Transmission capacity allocation business process (explicit or implicit auction) and contextual models for European market. International Electrotechnical Commission.

88. IEC 62325-451-4:2017. Framework for energy market communications - Part 451-4: Settlement and reconciliation business process, contextual and assembly models for European market. International Electrotechnical Commission.

89. IEC 62325-451-5. Framework for energy market communications - Part 451-5: Problem statement and status request business processes, contextual and assembly models for European market.

90. IEC 62325-451-6. Publication Of Information On Market, Contextual And Assembly Models For European Market.

91. IEC/TS 62325-504. Framework for energy market communications - Part 504: Utilization of web services for electronic data interchanges on the European energy market for electricity.

92. IEC 62325-503. Market Data Exchanges Guidelines For The IEC 62325-351 Profile.

93. Самков О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Аспекти використання технології ebXML для забезпечення комунікацій на ринку електричної енергії. *Збірник тез VIII Міжнародної науково-технічної конференції «Сучасні інформаційно-комунікаційні технології»*. 2012. С. 186 – 188.

94. Кириленко В.В., Блінов І.В. Україна та світ: нормативне забезпечення інтелектуальних електроенергетичних систем за концепцією Smart Grid. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2014. № 4 (89). С. 38 – 44.

95. Артемчук В. О., Білан Т. Р., Блінов І. В. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики. За ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан. К: 2017. 312 с.

96. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 3. Актуальні питання модернізації енергетичного сектору України: методичні вказівки для самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання. [Блінов І.В., Парус Є.В., Казанський С.В. та ін.; Уклад.: Казанський С.В., відповідальний ред. Кацадзе Т.Л.]. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 152 с.

97. Introduction to Business Requirements and Information Models. 2015. 62 p.

98. ebIX Business Requirements for Measure for Imbalance Settlement 2r0F. 2014. 63 p.

99. ebIX Business Information Model for Settle Reconciliation 2014.A. 2014. 111 p.

100. ebIX Business Requirements for Change of Supplier v3r2A. URL: http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Change_of_Supplier_v3r2A_20140223.pdf.

101. ebIX Business Requirements for Change of Balance Responsible Party v3r2A. URL: [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for Change of Balance Responsible Party v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Change_of_Balance_Responsible_Party_v3r2A_20140223.pdf).

102. ebIX Business Requirements for Change of Metered Data Responsible v3r2A. URL: [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for Change of Metered Data Responsible v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Change_of_Metered_Data_Responsible_v3r2A_20140223.pdf).

103. ebIX Business Information Model for End of supply 2011A. URL: http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Information_Model_for_End_of_supply_v3r1B_20120401_2011A.pdf.

104. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України О.В. Кириленко. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.

105. Блинов И.В., Денисюк С.П., Кириленко О.В. и др. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко. К.: Ин-т электродинамике НАН Украины, 2014. 408 с.

106. Оператор рынка (регулирующий надзор). Тематический доклад. КЕМА International B.V. комитет по лицензированию и конкуренции ЭРРА. 2007. 123 с.

107. Ancillary Services Overview. CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. 2002.

108. Ancillary Services in Indian Context. An Approach Paper. OWER SYSTEM OPERATION CORPORATION LIMITED. 2010. 47 p.

109. Exchange of services between large electricity generating plants and high voltage electric power systems. CIGRE Technical Brochure. CIGRE. Joint Working Group 39/11 'Power System – Power Plants Interaction. 1999.

110. Ancillary Services Unbundling Electricity Products – an Emerging Market. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC. 2003. 84 p.

111. Promoting Wholesale Competition Through Open-Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities. FERC Stats. 1996. Order No. 888.
112. Grayson Heffner, Charles Goldman, Brendan Kirby, Michael Kintner-Meyer. Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience. ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY. 2007. 50 p.
113. Ricardo Raineri B., DenebSchiele M. Technical and economic aspects on ancillary services markets in the electric power industry. CONICYT, Chile. 2004 Project № 1010750. 18 p.
114. ReboursY. G., KirschenD. S., Trotignon M., Rossignol S. A survey of frequency and voltage control ancillary services. Part II: Economic features. *IEEE Transactions on power systems*, 2007. Vol. 22. № 1. P. 358 – 366.
115. Блінов І.В. Процеси інформаційного обміну при плануванні графіків роботи учасників конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип. 30. С. 18 – 23.
116. Концепция регулирования частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утверждено решением Электроэнергетического Совета СНГ и Балтии 227.10.2005 г.
117. Lamont, J. W., & Fu, J. Cost analysis of reactive power support. *IEEE transactions on Power Systems*. 1999. 14(3). P. 890 – 898.
118. Bhattacharya, K., & Zhong, J. Reactive power as an ancillary service. *IEEE Transactions on Power systems*. 2001. 16(2). P. 294 – 300.
119. ГКД 34.20.507. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. 2003. ф4.
120. UCTE (ENTSO-E) Operation Handbook. Appendix 3: Operational Security. 2009. 41 p.
121. UCTE (ENTSO-E) Operation Handbook. P3 – Policy 3: Operational Security. 2009. 21 p.
122. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков в энергообъединении СНГ и Балтии. Утверждены решением Электроэнергетического Совета СНГ и Балтии 12.10.2007 г.

123. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова.

124. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Настанова.

125. СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005. Стандарт СО-ЦДУ ЕЭС. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты.

126. Технические требования к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами. М., СПО Союзтехэнерго, 1987.

127. System Restoration. Procedure. California ISO, USA. 2002. № E-501. V. №1.3.

128. Технические требования к маневренным характеристикам проектируемых и модернизируемых энергоблоков теплоэлектроцентралей. НПО ЦКТИ, Энергосетьпроект, 1980.

129. Archana Singh, D.S.Chauhan¹, K.G. Upadhyay. Design of reactive power procurement in deregulated electricity market. *International Journal of Engineering, Science and Technology*. 2011. Vol. 3. № 1. P. 107 – 119.

130. Code Requirement for Reactive Capability. *National electricity market management company limited*. Australia. 1998. V. 2. № 18.

131. El-Samahy, Bhattacharya K., Cañizares C. A.. A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets. *Power Systems Conference and Exposition*. 2006.

132. Hasanpour S., Ghazi R., Javid M. H. A new approach for cost allocation and reactive power pricing in a deregulated environment. *Electrical Engineering*. 2009. №91. P. 27 – 34.

133. HIRST, E. y KIRBY, B. J. Ancillary Services Details: Voltage Control. Oak Ridge National Laboratory ORNL. USA. 1997. Con – 453.

134. Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення складових плати за готовність до надання допоміжних послуг із регулювання частоти в ОЕС України. *Електропанорама*. 2013. № 1 – 2. С. 42 – 45.

135. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 33. С. 128 – 133.

136. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б., Танкевич С.Є. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2013. Вип. 35. С. 23 – 29.

137. Блінов І.В. Методи дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг з регулювання частоти в частині завантаження енергоблоків в ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 1(32). С. 38 – 44.

138. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55 – 60.

139. UCTE Operation Handbook. UCTE. 2004.

140. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

141. An Introduction to Black Start. National Grid Company.UK. 2001.

142. An Introduction to Reactive Power. National grid company. UK. 2001.

143. Methodology for Calculation of reactive Power Capability Data. Network Operations. National Grid. Issue 17. 2011.

144. DEKSNYS, R.; STANIULIS, R. PRICING OF REACTIVE POWER SERVICE. *Oil Shale*. 2007. 24.

145. Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення втрат електростанцій при наданні допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 33. С. 142 – 148.

146. Блінов І.В., Парус Є.В., Савченко С.С. Способи визначення оплати за регулювання напруги та реактивної потужності електростанціями в Україні.

Технічна електродинаміка. Тем. вип. Силова електроніка та енергоефективність. 2012. Ч.1. С.165 – 167.

147. Blinov I., Parus E. Approach of Reactive Power Pricing for Ancillary Service of Voltage Control in Ukraine. *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2014 IEEE International Conference on.* 2014. P. 145 – 148.

148. KUMAR, Ashwani; SRIVASTAVA, S. C.; SINGH, S. N. Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey. *Electric Power Systems Research.* 2005. 76.1-3. P. 153 – 164.

149. COMMISSION REGULATION (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.

150. SINGH, Harry; HAO, Shangyou; PAPALEXOPOULOS, Alex. Transmission congestion management in competitive electricity markets. *IEEE Transactions on power systems.* 1998. Vol. 13 №2. P. 672 – 680.

151. SOTKIEWICZ, Paul M.; VIGNOLO, Jesus M. Nodal pricing for distribution networks: efficient pricing for efficiency enhancing DG. *IEEE transactions on power systems.* 2006. 21.2. P. 1013 – 1014.

152. GIL, Hugo A.; GALIANA, Francisco D.; DA SILVA, Edson L. Nodal price control: a mechanism for transmission network cost allocation. *IEEE Transactions on Power Systems.* 2006. 21.1. P. 3 – 10.

153. BJØRNDAL, Mette; JØRNSTEN, Kurt. Zonal pricing in a deregulated electricity market. *The Energy Journal.* 2001. P. 51 – 73.

154. BJØRNDAL, Mette; JØRNSTEN, Kurt; PIGNON, Virginie. Congestion management in the Nordic power market—counter purchases and zonal pricing. *Journal of Network Industries.* 2003. 3. P. 271 – 292.

155. Блінов І.В. Зональне ціноутворення як спосіб врахування мережових обмежень на біржі електроенергії. *Проблеми загальної енергетики.* 2011. № 2(25). С. 49 – 53

156. Bredesen, Hans-Arild and Terje Nilsen (2013) Power to the People: The First 20 Years of Nordic Power-Market Integration. Oslo: Nord Pool Spot/Nasdaq OMX.

157. Varró László Regional market integration. Why and how. Magyar Energia Hivatal. 2006. 22 p.

158. Блінов І.В., Парус Є.В. Зональне врахування мережових обмежень на ринку «на добу наперед». Загальний огляд. *Електропанорама*. 2013. № 5. С. 33 – 35.
159. Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence. OSCOGEN. 2002. 29 p.
160. ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2015 (Key Insights and Recommendations). November 2016.
161. EPEX Spot Operational Rules. EPEX Spot. 2012. 35 p. URL: <https://www.epexspot.com/document/38384/EPEX%20SPOT%20Market%20Rules%202018.zip>
162. CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report. CWE Steering Committee. 2011. 99 p.
163. CWE Enhanced Flow-Based MC intuitiveness report. CWE Steering Committee. 2012. 62 p.
164. Sleisz A., Sörös P., Raisz D.: Algorithmic Properties of the All-European Day-Ahead Electricity Market. *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*. Krakow. Poland. May 2014.
165. Elspot Market Regulations. Nord Pool Spot Physical Market. Nord Pool Spot AS. 2011. Version 1. 7 p.
166. Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion: ‘Decentralised Market Coupling’. Paper by EuroPEX, Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum, 8 July 2003. URL: http://www.energy-exchanges.eu/public/20030708-pm-europex_forum_paper.pdf
167. ENTSO-E Capacity Auction Specification Document Implementation Guide. ENTSO-E. 2010. Version 1.0. 38 p.
168. EuroPEX POSITION REGARDING: Position on different matters of the electricity sector. 9th Florence Electricity Regulatory Forum. URL: http://www.energy-exchanges.eu/public/20021017-pm-pos_paper_florence_oct_02.pdf
169. EuroPEX Position Paper on Cross-Border Congestion Management and Market Coupling. 6th of October 2006. URL: <http://www.energy-exchanges.eu/public/20061006-pm-europex.pdf>

170. Trilateral market coupling algorithm, March 2006. URL: http://static.epexspot.com/document/3828/061025_TLC-Algorithm.pdf

171. Basagoiti P., Gonzalez J.J., Alvarez M. An algorithm for the decentralized market coupling problem. Electricity Market. 2008. *EEM 2008. 5th International Conference on European*. URL: http://oa.upm.es/4174/1/INVE_MEM_2008_58764.pdf

172. Блінов І.В., Парус Є.В. Особливості об'єднання двох ринків електроенергії з використанням ліній чистого експорту. *Електропанорама*. 2013. № 9. С. 50 – 52.

173. Блінов І.В., Парус Є.В. Аспекти використання ліній чистого експорту для об'єднання трьох ринків електроенергії. *Електропанорама*. 2013. № 11. С. 21 – 23.

174. Блинов И.В., Парус Е.В.. Объединение рынков электроэнергии в странах Европы: метод на основе потокораспределения. *Електропанорама*. 2014. № 9. С.22 – 25.

175. Блінов І.В., О.Б. Рибіна, Є.В. Парус, С.Є. Танкевич. Математична модель розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів між двома ринками електричної енергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2014. Вип. 37. С. 125 – 130.

176. Блінов І.В., Парус Є.В. Спосіб реалізації аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів між ринками електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 56 – 58.

177. Блінов І.В., Попович В.І., Казанська О.Г., Євдокимов В.А. Побудова рольової моделі біржі електричної енергії України. *Технічна електродинаміка. Тем. вип.: Силова електроніка та енергоефективність*. 2010. Ч.2. С. 140 – 145.

178. Andrew W., Wang. J. Trading volume: definitions, data analysis, and implications of portfolio theory. *Review of Financial Studies*. 13.2. 2000. P. 257 – 300.

179. McAfee, Dinesh Satam; McMillan, Dinesh. Auctions and Bidding. *Journal of Economic Literature, American Economic Association*. 1987. 25 (2). P. 699 – 738.

180. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Е.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2010. № 3 – С. 5 – 12.

181. Туkenov A.A. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. М: Энергоатомиздат, 2007. 416 с.
182. Meeus L. Power exchange auction trading platform design. PhD Thesis: Katholieke Universiteit Leuven – Faculteit Toegepaste Wetenschappen Arenbergkasteel, B-3001 Heverlee (Belgium), 2006. 182 p.
183. Блинов И.В., Парус Е.В. Гибридный метод объединения европейских рынков электроэнергии. *Промислова електроенергетика та електротехніка*. 2015. №3 (93). С. 10 – 15.
184. Блінов І.В., Парус Є.В. Дослідження принципів побудови функцій чистого експорту при сполученні ринків електроенергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2015. Вип.40. С. 60 – 66.
185. Блінов І.В., Парус Є.В. Особливості використання функцій чистого експорту при врахуванні мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». *Технічна електродинаміка*. 2015. №6. С.63 – 68.
186. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. №4. С. 81 – 88.
187. Про започаткування реалізації пілотного проекту “Енергетичний міст” Україна – Європейський Союз: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.06.2015 р. № 671-р.
188. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. №45. С. 34 – 39.
189. Блінов І.В., Парус Є.В., Г.А. Іванов. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України. *Електропанорама*. 2016. №4-5. С. 8 – 12.
190. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуючого ринку електроенергії з урахування системних обмежень на параметри ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2017. №6. С. 72 – 79.
191. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 1. Особливості запровадження та реформування: методичні вказівки для

самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання / [Блінов І.В., Парус Є.В., Гварішвілі О.Й., Казанський С.В., та ін.; Уклад.: Казанський С.В., відповідальний ред. Кацадзе Т.Л.]. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 250 с.

192. Блінов І.В., Парус Є.В. Підхід до формування лотів виробників на аукціоні з купівлі-продажу електричної енергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип.28. С. 20 – 25.

193. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: теоретичний огляд. *Електропанорама*. 2012. № 6. С. 36 – 39.

194. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч. *Електропанорама*. 2012. № 7-8. С. 25 – 27.

195. Блінов І.В., Парус Є.В. Зниження маржинальних цін на біржі електроенергії за рахунок оптимізаційного розподілу цінонезалежних пропозицій виробників. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 4(27). С. 13 – 17.

196. Блінов І.В., Парус Є.В., Самков О.В., Танкевич С.Є. Аспекти формалізації опису процесів та стандартизації інформаційного обміну в автоматизованій системі оператора балансуєчого ринку електричної енергії. *Наукові записки УНДІЗ*. № 4(20). 2011. С. 73 – 77.

197. Блінов І.В., Корхмазов Г.С. Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задачі короткострокового прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Тем. вип.: Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку*. 2009. С. 15 – 22.

ДОДАТОК А

Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. К.: Наукова думка, 2015. 250 с.
2. Блінов І.В. Методи дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг з регулювання частоти в частині завантаження енергоблоків в ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 1(32). С. 38 – 44.
3. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень в ОЕС України. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2016. Вип. 45. С. 34 – 39.
4. Блінов І.В., Парус Є.В. Вимоги до математичного забезпечення балансуєчого ринку електричної енергії України. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 30 – 32.
5. Блінов І.В., Парус Є.В. Спосіб реалізації аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів між ринками електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 56 – 58.
6. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 81 – 88.
7. Блінов І.В., Парус Є.В. Особливості використання функцій чистого експорту при врахуванні мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». *Технічна електродинаміка*. 2015. № 6. С. 63 – 68.

8. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55 – 60.

9. Блинов И.В., Денисюк С.П., Кириленко О.В. и др. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко. К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. 408 с.

10. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 47 – 48.

11. Кириленко О.В. Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Інформаційно-технологічні системи конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2009. № 19. С. 16 – 22.

12. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. Вип. 25. 2010. С. 5 – 13.

13. Кириленко О.В., Блінов І.В. Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 2. С. 36 – 43.

14. Кириленко О.В., Блінов І.В., Попович В.І., Олефір Д.О. Методологія об'єктно-орієнтованого моделювання для опису функціонування конкурентного оптового ринку електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 1(24). С. 5 – 10.

15. Блінов І.В., Попович В.І. Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. № 3(26). С. 5 – 11.

16. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б., Танкевич С.Є. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення

надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2013. Вип. 35. С. 23 – 29.

17. Блінов І.В., О.Б. Рибіна, Є.В. Парус, С.Є. Танкевич. Математична модель розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів між двома ринками електричної енергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2014. Вип. 37. С. 125-130.

Наукові праці, що засвідчують апробацію матеріалів дисертації

18. Кириленко О.В. Блінов І.В., Танкевич С.Є. Побудова бізнес-інформаційних моделей організації енергетичного менеджменту при впровадженні нової моделі ринку електроенергії України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 3. С. 7 – 14.

19. Блінов І.В. Методи та моделі забезпечення функціонування конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Вісник НАН України*. 2013. №6. С. 81 – 87.

20. Блінов І.В., Парус Є.В., Самков О.В., Танкевич С.Є. Аспекти формалізації опису процесів та стандартизації інформаційного обміну в автоматизованій системі оператора балансуєчого ринку електричної енергії. *Наукові записки УНДІЗ*. № 4(20). 2011. С. 73 – 77.

21. Блінов І.В., Попович В.І., Казанська О.Г., Євдокимов В.А. Побудова рольової моделі біржі електричної енергії України. *Технічна електродинаміка. Тем. вип.: Силова електроніка та енергоефективність*. 2010. Ч.2. С. 140 – 145.

22. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2012. Вип. 33. С. 128 – 133.

23. Блінов І.В. Аспекти функціонування балансуєчого ринку електроенергії України. *Вісник Вінницького політехнічного інституту* №1 (100). 2012. С.114-115.

24. Blinov I., Parus E. Approach of Reactive Power Pricing for Ancillary Service of Voltage Control in Ukraine. *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2014 IEEE International Conference on*. 2014. P. 145 – 148.

25. Blinov Ihor, Tankevych Serhii. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2016 2nd International Conference on*. 2016. DOI: 10.1109/IEPS.2016.7521861

26. Блінов І.В., Попович В.І., Корхмазов Г.С. Побудова рольової моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії України *Технічна електродинаміка. Тем. вип.: Проблеми сучасної електротехніки*. 2010. Ч.1. С. 43 – 48.

27. ДСТУ-П ІЕС/TR 62325-101:2012. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 101. Загальні положення. Введ. 2013-07-01. К.: Мінекономрозвитку України, 2013. V, 28 с.

28. ДСТУ-П ІЕС/TR 62325-102:2012. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 102. Приклад моделі енергетичного ринку. Введ. 2013-05-01. К.: Мінекономрозвитку України, 2013. V, 32 с.

29. ДСТУ ІЕС/ TR 62325-501. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 501. Загальні настанови щодо використання eXML (IEC/TR 62325-501:2005, IDT). К. : Мінекономрозвитку України, 2014. VI, 39 с.

30. ДСТУ ІЕС/TS 62325-502. Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 502. Профіль eXML (IEC/TS 62325-502:2005, IDT). К.: Мінекономрозвитку України, 2014. IV, 23 с.

31. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 3. Актуальні питання модернізації енергетичного сектору України: методичні вказівки для самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання / [Блінов І.В., Парус

Є.В., Казанський С.В. та ін.; Уклад.: Казанський С.В., відповідальний ред. Кацадзе Т.Л.]. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 152 с.

32. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 1. Особливості запровадження та реформування: методичні вказівки для самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання / [Блінов І.В., Парус Є.В., Гварішвілі О.Й., Казанський С.В., та ін.; Уклад.: Казанський С.В., відповідальний ред. Кацадзе Т.Л.]. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 250 с.

33. Zhuikov V, Pichkalov I, Boyko I, Blinov I. Price formation in the energy markets of Ukraine//Electronics and Nanotechnology (ELNANO), 2015 IEEE 35th International Conference on.

Наукові праці, що додатково відображають наукові результати дисертації

34. Блінов І.В. Зональне ціноутворення як спосіб врахування мережових обмежень на біржі електроенергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. № 2(25). С. 49 – 53.

35. Блінов І.В. Процеси інформаційного обміну при плануванні графіків роботи учасників конкурентного ринку електричної енергії в Україні. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип. 30. С. 18 – 23.

36. Блінов І.В., Самков О.В., Кириленко В.В. Методологія побудови моделі ринку електроенергії на основі вимог національного стандарту. *Стандартизація, сертифікація та якість*. 2013. № 6. С. 15 – 20.

37. Блінов І.В., Корхмазов Г.С. Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задачі короткострокового прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Тем. вип.:*

Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку. 2009. С. 15 – 22.

38. Блінов І.В., Попович В.І., Самков О.В., Старинець В.Д., Танкевич С.Є. Схема ідентифікації учасників та об'єктів на конкурентному ринку електричної енергії. *Гідроенергетика України.* 2011. № 1. С. 18 – 21.

39. Артемчук В. О., Білан Т. Р., Блінов І. В. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики. За ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан. К: 2017. 312 с.

40. Блинов И.В., Парус Е.В. Объединение рынков электроэнергии в странах Европы: метод на основе потокораспределения. *Электропанорама.* 2014. № 9. С. 22 – 25.

41. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуєчого ринку електроенергії з урахування системних обмежень на параметри ОЕС України. *Технічна електродинаміка.* 2017. №6. С. 72 – 79.

42. Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Зозуля А.М. Короткострокове прогнозування оптових цін на електричну енергію з використанням радіально-базисних штучних нейронних мереж. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України.* 2009. Вип. 24. С. 23 – 31.

43. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: теоретичний огляд. *Електропанорама.* 2012. № 6. С. 36 – 39.

44. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч. *Електропанорама.* 2012. № 7-8. С. 25 – 27.

45. Блінов І.В., Парус Є.В. Зниження маржинальних цін на біржі електроенергії за рахунок оптимізаційного розподілу цінонезалежних пропозицій виробників. *Проблеми загальної енергетики.* 2011. Вип. 4(27). С. 13 – 17.

46. Блінов І.В., Парус Є.В. Підхід до формування лотів виробників на аукціоні з купівлі-продажу електричної енергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип.28. С. 20 – 25.

47. Блінов І.В., Парус Є.В., Г.А. Іванов. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України. *Електропанорама*. 2016. №4-5. С. 8 – 12.

48. Блінов І.В., Парус Є.В.. Аспекти використання ліній чистого експорту для об'єднання трьох ринків електроенергії. *Електропанорама*. 2013. № 11. С. 21 – 23.

49. Блінов І.В., Парус Є.В.. Визначення складових плати за готовність до надання допоміжних послуг із регулювання частоти в ОЕС України. *Електропанорама*. 2013. № 1 – 2. С. 42 – 45.

50. Блінов І.В., Парус Є.В.. Зональне врахування мережевих обмежень на ринку «на добу наперед». Загальний огляд. *Електропанорама*. 2013. № 5. С. 33 – 35.

51. Блінов І.В., Парус Є.В.. Особливості об'єднання двох ринків електроенергії з використанням ліній чистого експорту. *Електропанорама*. 2013. № 9. С. 50 – 52.

52. Блінов І.В., Попович В.І., Олефір Д.О. Об'єктно-орієнтована модель конкурентного ринку та її побудова. *Енергетика та електрифікація*. 2011. №6. С 3 – 10.

53. Блінов І.В., Самков О.В., Кириленко В.В. Танкевич С.Є. Проблеми і перспективи стандартизації у сфері керування електроенергетичними об'єктами та системами в Україні. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2015. № 6 (97). С. 3 – 11.

54. Блінов І.В., Самков О.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Танкевич С.Є. Аспекти побудови комунікаційних мереж конкурентного ринку електричної енергії на основі сучасних мережевих технологій. *Промелектро*. 2010. №1. С. 26 – 30.

55. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України О.В. Кириленко. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

56. Кириленко В.В., Блінов І.В. Україна та світ: нормативне забезпечення інтелектуальних електроенергетичних систем за концепцією Smart Grid. *Стандартизація, сертифікація, якість*. – 2014. – № 4 (89). – С. 38 – 44.

57. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Е.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2010. № 3. С. 5 – 12.

58. Кириленко О.В., І.В. Блінов, Г.С. Корхмазов, В.І. Попович. Побудова рольової моделі сегменту конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні. *Гідроенергетика України*. 2010. № 1. С. 11 – 20.

59. Самков О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Аспекти використання технології eXML для забезпечення комунікацій на ринку електричної енергії. *Збірник тез VIII Міжнародної науково-технічної конференції «Сучасні інформаційно-комунікаційні технології»*. ДУІКТ. 2012. С. 186 – 188.

Апробація результатів дисертації

Основні результати за темою дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на міжнародних та всеукраїнських конференціях, наукових та науково-технічних семінарах:: Проблеми сучасної електротехніки (ПСЕ) у 2006 р., 2008 р., 2010 р., 2014 р., 2016 р. Силова електроніка і енергоефективність (СЕЕ) з 2007 р. по 2014 р, Intelligent Energy and Power Systems (IEPS) у 2014 р. та 2016 р., Енергетичні ринки з 2009 по 2013 рр., доповіді на Президії НАН України у 2013 році, доповіді на бюро відділення ВТПЕ НАН України у 2012 р. , а також у семінарах Національного українського комітету CIGRE у 2016 та 2017 рр. та семінарах Інституту електродинаміки НАН України (2010 – 2018 рр.).

ДОДАТОК Б

Акти про використання результатів роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ

від замовника

Генеральний директор

ТБ «Українська енергетична біржа»

О.Є. Зубовський

«15» червня 2011 року

код 37027819

№3

Українська енергетична біржа

ЗАТВЕРДЖУЮ

від розробника

Директор

Інституту електродинаміки НАНУ

академік НАН України

О.В. Кириленко

«15» червня 2011 року

Акт**впровадження в промислову експлуатацію****«Імітаційно-розрахункової моделі біржі електричної енергії»**

Комісія у складі: голови комісії – директора з розвитку «Української енергетичної біржі» А.В. Перевертаєва; старшого наукового співробітника Інституту електродинаміки (ІЕД) НАН України І. Блінова; наукового співробітника ІЕД НАН України Є. Паруса склала цей акт про те, що ІЕД НАН України, як організацією-розробником, і зокрема співробітниками ІЕД НАНУ І. Бліновим та Є. Парусом, як авторами розробки, впроваджено в дослідно-промислову експлуатацію на «Українській енергетичній біржі» доопрацьовану за результатами попередніх досліджень «імітаційно-розрахункову модель біржі електричної енергії» (версія 1.1.0.96).

Результати проведених випробувань впровадженої версії «імітаційно-розрахункової моделі біржі електричної енергії» свідчать про те, що вона відповідає своєму призначенню. На відміну від попередньої версії в зазначеній моделі додатково реалізовано зовнішній цикл добової оптимізації, що дозволяє враховувати блокові заявки та пропозиції учасників біржі на двосторонньому аукціоні з купівлі-продажу електричної енергії. Крім того, вдосконалено інтерфейс, форми виводу інформації, графічне представлення результатів торгів.

Впроваджена версія «Імітаційно-розрахункової моделі біржі електричної енергії» має необхідні характеристики для її використання з метою проведення імітаційних торгів на біржі електричної енергії та навчання учасників біржі роботі в цьому сегменті конкурентного ринку електричної енергії.

Голова комісії:

Директор з розвитку

ТБ «Українська енергетична біржа»

А.В. Перевертаєв

Члени комісії (автори розробки):Старший науковий співробітник ІЕД НАН України,
к.т.н.

І.В. Блінов

науковий співробітник ІЕД НАН України,
к.т.н.

Є.В. Парус

ЗАТВЕРДЖУЮ

ДП «НЕК «Укренерго»

01032, м. Київ,
вул. Симона Петлюри, 25
Код ЄДРПОУ 00100227
п/р 26008010066033 АТ «Укресімбанк» м. Києва,
МФО 322313
ПІН 001002226654, № св-ва 200037859
Тел. (044) 238-38-25, факс (044) 238-32-64

Заст. директора ДП «НЕК «Укренерго»
з інформаційних технологій – директор з
автоматики та ІТ

В.В. Горюшко

ЗАТВЕРДЖУЮ

Інститут електродинаміки
Національної академії наук України

03057, м. Київ-57,
Проспект Перемоги, 56
Код ЄДРПОУ 05417236
р/р 31251212116016 в Державній казначейській службі
України м. Києва
МФО 820172
ПІН 054172326128, Св. пл. ПДВ № 38382044
тел. (044) 456-01-51, факс: (044) 456-94-94

Директор Інституту
електродинаміки НАН України

О.В. Кириленко

м. Київ

«17» листопада 2017р.

Ми, що нижче підписалися, представник Замовника – заступник директора ДП «НЕК «Укренерго» з інформаційних технологій – директор з автоматизації та ІТ Горюшко Вадим Вадимович, який діє на підставі Довіреності від 26.06.2017 № 140 та представник Виконавця – директор Інституту електродинаміки НАН України Кириленко Олександр Васильович, який діє на підставі Статуту, склали цей Акт про те, що згідно договору № 15-4/0179-17 від 16.02.2017 та 2 етапу Календарного плану виконана наступна робота:

№	Перелік робіт за 2 етапом	Вартість, без ПДВ, грн.
1.	Розробка уточненої загальної схеми гармонізованої моделі ринку електроенергії з використанням методології моделювання UMM. Аналіз та зіставлення ролей та бізнес-сфер гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії та відповідних ролей і сегментів ринку електроенергії, що планується впровадити в Україні	29 820,00
	ПДВ 20%	5 964,00
	Всього, з ПДВ	35 784,00

Вартість роботи за етапом складає без ПДВ – 29 820,00 грн. (двадцять дев'ять тисяч вісімсот двадцять гривень 00 коп.), крім того ПДВ – 5 964,00 грн. (п'ять тисяч дев'ятсот шістьдесят чотири гривні 00 коп.). Всього з ПДВ – 35 784,00 грн. (тридцять п'ять тисяч сімсот вісімдесят чотири гривні 00 коп.).

До сплати по дійсному акту – 35 784,00 грн. (тридцять п'ять тисяч сімсот вісімдесят чотири гривні 00 коп.), в тому числі ПДВ – 5 964,00 грн. (п'ять тисяч дев'ятсот шістьдесят чотири гривні 00 коп.).

Робота виконана в повному обсязі. Сторони взаємних претензій щодо якості, строків та оформлення виконаної роботи одна до одної не мають.

Документи, передбачені 2 етапом Календарного плану, а саме Звіт в паперовому та електронному вигляді у 2 примірниках та електронна модель на носії інформації передані Замовнику.

Від Замовника

Від Виконавця

Прийняв

Передав

О.В. Кириленко



УКРАЇНА

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

вул. Смоленська, 19, м. Київ, 03057, тел./факс: (044) 277-30-47, тел.: (044) 204-48-27

№ _____
на № _____

**Інститут електродинаміки
НАН України**

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, розглянула надані Інститутом електродинаміки (далі – ІЕД) НАН України (лист від 12.05.2017 № 67/3-118) матеріали щодо моделювання механізмів ціноутворення в лібералізованому ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України в сегменті ринку «на добу наперед» (далі – РДН) та об'єднання ринку «на добу наперед» України з ринками країн Європи, що виконані ІЕД НАН України у 2017 році та повідомляє.

На думку Комісії, розроблена в ІЕД НАН України модель може мати практичну цінність, виконані дослідження мають практичну значимість і є важливими для можливого оціночного аналізу прийняття регуляторних рішень при впровадженні лібералізованої моделі ринку електроенергії України.

Вважаємо за доцільне рекомендувати продовжити роботи з всебічного опрацювання підходів до зазначеної моделі та підтримуємо продовження робіт з моделювання механізмів ціноутворення лібералізованого ринку електричної енергії з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України.

Член Комісії

В. Євдокімов

Національна комісія, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та
комунальних послуг

№ 5744/28/7-17 от 26.05.2017



Замовник:

ТОВ «Донецький головний комп'ютерний центр»
Юридична адреса:
83048, м. Донецьк, пр. Панфілова, 1
п/р 26005051701438 ДРУ ПриватБанку м. Донецьк

МФО 335496, код за ЄДРПОУ 32749191
Платник податку на прибуток на загальних умовах
Св. № №100321795 ІПН 327491905641

Виконавець:

Інститут електродинаміки НАН України
Юридична адреса:
03680, м. Київ-57, пр. Перемоги, 56
Р/Рахунок: № 31257272210759 в УДК
Шевченківського р-ну ГУДКУ м. Києва
МФО 820019, код ЄДРПОУ № 05417236

Св. № 38382044 ІПН 054172326128

Акт

приймання-здавання виконаних робіт
за договором № 398-12 від 12 березня 2012 року

Ми, що підписалися нижче, від імені **Замовника**, директора ТОВ «Донецький головний комп'ютерний центр» Камінського Валерія Анатолійовича, що діє на підставі Статуту, і від імені **Виконавця**, заст. директора Інституту електродинаміки НАН України Жаркіна Андрія Федоровича, що діє на підставі Статуту, склали цей Акт про те, що **Виконавцем** станом на «16» травня 2012 року виконані наступні роботи (див.табл.):

№ п/п	Перелік робіт за етапами	Вартість, без ПДВ, грн.
1.	Розробка методології розрахунку вартості забезпечення готовності та фактичного надання допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти, регулювання напруги в ОЕС України	43 500,00
1.1.	Методи розрахунку вартості забезпечення готовності та фактичного надання допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти, регулювання напруги в ОЕС України	-
1.2.	Методологія розрахунку вартості забезпечення готовності та фактичного надання допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти, регулювання напруги в ОЕС України	-
	ПДВ, 20%	8700,00
	Всього з ПДВ	52 200,00

До сплати по дійсному акту підлягає 43500,00 грн. (сорок три тисячі п'ятсот гривень 00 коп.), крім того ПДВ 20% - 8700,00 (вісім тисяч сімсот грн. 00 коп.), всього з урахуванням ПДВ – 52200,00 грн. (п'ятдесят дві тисячі двісті гривень 00 коп.).

Роботи за етапом виконані в повному обсязі.

Звернень до якості виконаних робіт Замовник не має.

Цей Акт є підставою для взаєморозрахунків між Замовником та Виконавцем.



В.А. Камінський

М.П.

від Виконавця

Заст. директора Інституту електродинаміки НАН України



А.Ф.Жаркін


УкрЕНВ

 НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ
ПІДПРИЄМСТВО

 ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО
УкрЕнергоНаладкаВимірювання

 Фактична адреса: Україна, 04119, м. Київ, вул. Якіра, буд. 8, поверх 10, кім. 66.
Юридична адреса: Україна, 04071, м. Київ, провулок Ярославський, 3-Б
Тел: (044) 599-28-35, Факс: (044) 501-59-16. E-mail: energonadka@list.ru
Код ЄДРПОУ №33787657. Р/р 260003548700 в ПуАТ «СББ Банк», МФО 300175

Акт

впровадження результатів науково-дослідних робіт

Інституту електродинаміки НАН України,

виконаних при розробці технічного завдання

«Автоматизована інформаційна система оператора балансуєного ринку»

Цим актом підтверджуємо, що ТОВ НВП «УкрЕнергоналадкавимірювання» та Інститутом електродинаміки НАН України (ІЕД НАНУ), як субпідрядними організаціями, зокрема і к.т.н., старшим науковим співробітником ІЕД НАНУ Бліновим І.В. як керівним робіт з боку ІЕД НАНУ було виконано науково-дослідні роботи, що використані та впроваджені при розробці технічного завдання «Автоматизована інформаційна система оператора балансуєного ринку». Зазначена робота виконувалась відповідно до договору між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «УкрЕнерго» та Товариством з обмеженою відповідальністю «Зв'язоктехсервіс» № 70/01-11 від 12.04.2011 р. (шифр 2011.70/01) «Розробка технічного завдання та техніко-економічного розрахунку на створення автоматизованої інформаційної системи оператора балансуєного ринку».

Зокрема ІЕД НАНУ під керівництвом Блінова І.В. було виконано наступні розділи роботи:

1. Аналіз нормативно-правової та технічної документації для визначення функцій системного оператора НЕК «УкрЕнерго», які необхідні для забезпечення функціонування нової моделі оптового ринку електроенергії.
2. Виконано опис моделі функціонування ринку двосторонніх договорів та балансуєного ринку.
3. Реалізовано гармонізовану рольову модель європейського ринку електроенергії з урахуванням вимог до функціонування ринку двосторонніх договорів та балансуєного ринку електричної енергії України.
4. Визначено вимоги до інформаційного та лінгвістичного забезпечення автоматизованої інформаційної системи оператора балансуєного ринку, зокрема вимоги до інформаційного обміну та його безпеки, схеми ідентифікації учасників та об'єктів, мови моделювання та опису об'єктів та даних, eBIX бізнес-інформаційні моделі та документи з обміну даними вимірювань на ринку електроенергії.
5. Визначено вимоги до математичного забезпечення системи. Наведені вимоги до розрахунків режимів електричних мереж, вибору оптимального складу енергоагрегатів, оптимізації режимів електричних мереж, зокрема і задачі розрахунку результатів балансуєного ринку електричної енергії.

В результаті виконаних робіт було забезпечено виконання необхідних складових частин зазначеного технічного завдання погодженого в Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України та впроваджене в ДП «НЕК «УкрЕнерго».

Директор ТОВ НВП «УкрЕнергоналадкавимірювання»

А.В. Гінайло



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ

УкрЕнергоНаладка

Фактична адреса: 02094, м. Київ, вул. Гната Хоткевича, буд. №10, прим. №163 (офіс №7)

Юридика адреса: Україна, 02225, м. Київ, пр-кт. Маяковського, буд.1, кв.116.

Телефон/факс: (044) 220-31-61, e-mail: ukrenergonaladka@gmail.com

Код ЄДРПОУ №37208192. Р/р 26009053118300 в Київській філії ПАТ «КБ Приватбанк», МФО 321842

№ 207-1/10

«10» жовтня 2017 р.

**Висновок щодо практичного використання
Результатів наукових та науково-практичних досліджень
Інституту електродинаміки НАН України**

Цим висновком ТОВ «Укренергоналадка» підтверджує, що результати наукових та науково-практичних досліджень фахівців Інституту електродинаміки НАН України, зокрема і с.н.с. Блінова І.В. щодо розробки рольових та бізнес-інформаційних моделей ідентифікації суб'єктів та об'єктів ринку електричної енергії практично використані при розробці відповідних правил ідентифікації учасників ринку електроенергії України згідно з вимогами ENTSO-E в частині видачі кодів EIC.

Зазначені моделі стали основою підготовки окремих важливих складових нормативно-технічного документу «Правила формування ідентифікаторів в ринку електроенергії України на базі використання системи ідентифікації EIC ENTSO-E та порядок надання та ведення ідентифікаторів суб'єктів та об'єктів ринку електроенергії», який розроблено ТОВ «Укренергоналадка» на замовлення ДП «Енергоринок» згідно з Договором №26/07 від 26.07.2013.

Слід зазначити, що на базі розробленого документу ДП «Енергоринок» практично реалізував та запровадив он-лайн систему місцевого органу видачі кодів EIC в Україні, процедура видачі яких наразі відповідає вимогам ENTSO-E «EIC Code. Implementation guide», що також підтверджує практичну значимість та актуальність виконаних робіт.

Директор
ТОВ «Укренергоналадка»



А.В. Гінайло


УкрЕНВ

 НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ
ПІДПРИЄМСТВО

 ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО
УкрЕнергоНаладкаВимірювання

 Фактична адреса: Україна, 04119, м. Київ, вул. Якіра, буд. 8, поверх 10, кім. 66.
Юридична адреса: Україна, 04071, м. Київ, провулок Ярославський, 3-Б
Тел: (044) 504-83-33. Факс: (044) 501-59-16. E-mail: energonadka@list.ru
Код ЄДРПОУ №33787657. Р/р 260003548700 в ПуАТ «СЕБ Банк», МФО 300175

АКТ

з виконання науково-технічних робіт із гармонізації
міжнародних стандартів

Цим актом підтверджуємо, що Бліновим Ігорем Вікторовичем було розроблено національні стандарти з опису та побудови моделей енергетичних ринків, шляхом гармонізації відповідних міжнародних стандартів. Зазначені роботи виконувались згідно з договором між НЕК «Укренерго» та ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Укренергоналадкавимірювання» від 5 березня 2010 року № 02/10/40/02-10 на виконання науково-технічної роботи на тему: Дослідження та розробки в галузі приладобудування та електроніки (надання статусу національних стандартів міжнародним та європейським стандартам, на яких базуються системи обліку, обміну даними та управління НЕК «Укренерго», відповідно до вимог UCTE).

До гармонізованих Бліновим І.В. належать наступні проекти стандартів:

- ДСТУ ІЕС/TR 62325-101:201_ «Інфраструктура комунікацій на енергоринку – Частина 101. Загальні положення»;
- ДСТУ ІЕС/TR 62325-102:201_ «Інфраструктура комунікацій на енергоринку - Частина 102: Приклад моделі енергоринку».

Метою цих робіт з гармонізації є виконання заходів, передбачених «Програмою першочергових організаційно-технічних заходів для підготовки ОЕС України до роботи з об'єднанням енергосистем європейських держав», затвердженою наказом Мінпаливенерго України від 15 жовтня 2009 року № 532, щодо реалізації заходів з інтеграції Об'єднаної енергетичної системи України до об'єднання енергосистем європейських держав в частині гармонізації вимог нормативно-правової бази України в сфері загальних керівних положень технології, що застосовується для електронного бізнесу на енергоринках, заснованої на Інтернет-технологіях з європейськими, зокрема з вимогами Міжнародної електротехнічної комісії (ІЕС) у цій сфері.

Зазначені стандарти сприяють інтеграції Української електроенергетики з європейськими електроенергетичними системами відповідно до вимог ENTSO-E та у зв'язку з реформуванням ринку електричної енергії України відповідно до Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, схваленої постановою Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 р. №1789.

Директор,
ТОВ «НВП «Укренергоналадкавимірювання»



А.В. Гінайло

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ
НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ПРОБЛЕМ
МОДЕЛЮВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ
ім. Г.Є. ПУХОВА

03164, м. Київ-164, вул. Генерала Наумова, 15

Телефон: (044) 424-10-63

Факс: (044) 424-05-86

E-mail: ipme@ipme.kiev.ua



THE NATIONAL ACADEMY
OF SCIENCES OF UKRAINE

THE GEORGY PUKHOV INSTITUTE
FOR ENERGY MODELLING

15 General Naumov Str., 03164, Kyiv, Ukraine

Phone: +38(044) 424-10-63

Fax: +38(044) 424-05-86

E-mail: ipme@ipme.kiev.ua

22.11.2017 № 225/01-1-345

На № _____ від _____

**Довідка щодо впровадження
наукових та науково-практичних результатів
дисертаційної роботи на здобуття ступеня доктора технічних наук,
старшого наукового співробітника
Інституту електродинаміки НАН України, к.т.н., с.н.с. Блінова І.В.**

Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України цією довідкою підтверджує впровадження наукових та науково-практичних результатів, отриманих старшим науковим співробітником Інституту електродинаміки НАН України к.т.н., с.н.с. Бліновим І.В. при підготовці дисертаційної роботи на здобуття ступеня доктора технічних наук за напрямком «Наукові основи впровадження сегментів конкурентного ринку електричної енергії в Україні».

Отримані Бліновим І.В. результати використані при розробці Концепції та Технічного завдання на створення автоматизованої системи тарифоутворення в умовах реформування ринку електроенергії на базі моделювання режиму роботи електроенергетичного обладнання енергетичних систем України (АСТ), що були впроваджені в Об'єднанні енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ГРІФРЕ) України. Використані результати досліджень, отримані Бліновим І.В. самостійно і мають наукову значимість та практичну цінність.

Зокрема, практично використані результати наукових досліджень щодо концептуальних підходів та загальних вимог до моделювання ринку «на добу наперед» (РДН) з урахуванням мережових обмежень та організації механізмів об'єднання РДН України з ринками країнами Європи. Також науково-практичні результати досліджень використані при формуванні вимог до впровадження, визначення архітектури, основних функцій та математичного забезпечення АСТ при розробці Технічного завдання на її створення.

В.о. заступника директора з наукової роботи
доктор технічних наук,
академік Академії технологічних наук України,
Заслужений енергетик України



Ю. Куцан

Ю.Г. Куцан

Заступник директора,
головний диспетчер
ДП «НЕК «Укренерго»

Ушаповський К.В.

Директор
ТОВ «Донецький головний
Комп'ютеринговий центр»

Камінський В.А.

Директор Інституту
електродинаміки НАН України
академік НАН України

Кириленко О.В.

**Акт впровадження
результатів науково-дослідних робіт з**

розробки засобів та методів забезпечення впровадження допоміжних послуг для
підвищення надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах

Відповідно до Національного плану дій на 2012 рік щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010 – 2014, затвердженого Указом Президента України від 12 березня 2012 року № 187/2012 передбачено затвердження порядку придбання системним оператором ринку електричної енергії допоміжних послуг та методики формування цін (тарифів) на допоміжні послуги (ДП). Враховуючи це, а також необхідність впровадження методів стимулювання та оплати електростанціям за надання ДП з метою забезпечення їх надання в Україні перед Державним підприємством «НЕК «Укренерго» постала необхідність розробки та впровадження відповідних методик.

Підчас виконання робіт з розробки цих методик Інститутом електродинаміки НАН України, як субпідрядною організацією, були виконані науково-дослідні та практичні роботи з аналізу нормативно-правової бази для визначення технологічних вимог та особливостей формування платежів щодо надання допоміжних послуг з метою створення та обґрунтування методології ціноутворення на ринку ДП України. Також ІЕД НАНУ України розроблено методи визначення та компенсації витрат електростанцій, що пов'язані із наданням ДП з первинного та вторинного регулювання частоти, а також регулювання напруги, досліджено питання оплати автономного пуску енергоблоків.

Проведені дослідження та розроблені методи лягли в основу методики ціноутворення на ринку ДП, розробленої відповідно до договору між Державним підприємством «НЕК «Укренерго» та ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр» № 311/01-11 від 29.11.2011 р. Зазначена методика проходить процедуру погодження в НКРЕ для її впровадження з метою розрахунку тарифів та платежів постачальникам ДП.

За результатами виконаних робіт ДП «НЕК «Укренерго» подало матеріали до Державної служби інтелектуальної власності на отримання авторського свідоцтва співробітниками ІЕД НАНУ на звіт «Методика ціноутворення на ринку допоміжних послуг».

Головний інженер
ТОВ «Донецький головний Комп'ютеринговий центр»
Павловський В.В.

Старший науковий співробітник
ІЕД НАН України
Блінов І.В.

**Висновок
щодо використання
«UMM моделі комерційного обліку»**

Управління інформаційних технологій Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики надає цей висновок про те, що об'єктно-орєнтована модель " **UMM модель комерційного обліку**", розроблена ІЕД НАН України (розробник с.н.с., к.т.н. І.Блінов) успішно пройшла апробацію та використовується управлінням для підготовки проекту нормативного документу «Кодекс комерційного обліку електричної енергії України».

Зазначена модель враховує принципи реалізації процесів інформаційного обміну в сегменті комерційного обліку країн Європи, зокрема вимоги та рекомендації **ENTSO-E**

Результати експлуатації зазначеної **UMM моделі** показали, що вона описує всі ролі учасників ринку та основні взаємовідносини між ними в сегменті комерційного обліку на європейському ринку електроенергії.

Зазначена рольова модель відповідає своєму призначенню, має зручний WEB-інтерфейс і може використовуватися для аналізу основних бізнес-процесів та бізнес-взаємодій між учасниками ринку електроенергії України на основі підходів, запроваджених на європейському ринку електроенергії.

Начальник управління
інформаційних технологій
НКРЕ України, к.ф.-м.н.



В. Попович

Підпис Поповича В.І.

-завершено-

Головний спеціаліст (підп.) (Директор 12)



Висновок
щодо засобу моделювання
«Програмна модель розрахунку результатів аукціонів з купівлі-продажу
електроенергії на ринку «на добу наперед»»

Управління інформаційних технологій Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України (НКРЕКП) надає висновок щодо засобу моделювання «Програмна модель розрахунку результатів аукціонів з купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед»» та підкреслює важливість його практичного використання на сучасному етапі розвитку ринку електричної енергії України.

Зазначена програмна модель базується на сучасних європейських підходах до розрахунків результатів аукціону з купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» з урахуванням мережових обмежень між окремими ціновими областями ринку або об'єднуваними ринками електроенергії.

Практичне використання зазначеної моделі дозволяє проводити моделювання аукціонів з метою відпрацювання алгоритмів врахування різних типів заявок та пропозицій учасників ринку «на добу наперед», а також прогнозувати результати таких торгів з урахуванням обмежень на потоки електроенергії.

Зазначений засіб моделювання відповідає своєму призначенню, має зручний інтерфейс і може використовуватися для підготовки остаточних правил функціонування ринку «на добу наперед» в Україні в рамках роботи робочих груп з формування таких правил, а також ДП «Енергоринок» для моделювання торгів в цьому сегменті РДЦБ України на попередніх етапах впровадження ринку «на добу наперед» в Україні.

Начальник управління
інформаційних технологій
НКРЕКП України, к.ф.-м.н.



В.І. Попович

Людмила Попович В.І. засвідчує
Попович отримав від мене
своєго задоволення
у виконанні роботи з персоналом.
(Попович В.І.)





УКРАЇНА

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

вул. Смоленська, 19. м. Київ, 03057, тел./факс: (044) 277-30-47, тел.: (044) 204-48-27
e-mail: box@necr.gov.ua. веб-сайт: www.necr.gov.ua

28.12.2016

№

14075/1817-16

на №

**Інституту електродинаміки
НАН України**

**Довідка
щодо практичного використання результатів наукових досліджень
Інституту електродинаміки НАН України**

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) надає цю довідку про те, що проведені дослідження з визначення організаційно-економічних механізмів інтеграції електроенергетики України в загальноєвропейський енергетичний ринок, що виконувались протягом 2016 року в Інституті електродинаміки НАН України та викладені аналітичній довідці, яка була направлена до НКРЕКП мають теоретичну та практичну значимість для розвитку ринку електроенергії України.

Надані результати досліджень листом від 21.12.2016 №67/3-435 використані при порівнянні моделей ринку «на добу наперед» з нееластичним та еластичним попитом, доведена можливість структурування попиту на окремі складові без порушення балансу попиту та пропозиції, а також суттєвих змін маржинальної ціни в цьому сегменті конкурентного ринку. Це дає змогу приймати концептуальні рішення щодо подальшого розвитку оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України зокрема і в перехідний період.

Вважаємо виконання таких наукових досліджень актуальними та підтримуємо продовження робіт за цим напрямком.

Член Комісії

В. Євдокимов

0070118

**Висновок щодо використання результатів
науково-дослідних робіт Інституту електродинаміки НАН України
при розробці методики ціноутворення на ринку допоміжних послуг**

Забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів потребує впровадження дієвих механізмів стимулювання виробників електричної енергії до надання допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти, а також реактивної потужності. Необхідною умовою запровадження таких механізмів є впровадження методології ціноутворення, що відображає основні типи витрат постачальників допоміжних послуг і дозволить надати цінові орієнтири та оцінити економічну привабливість для постачальників допоміжних послуг щодо надання цих послуг, як в діючій моделі оптового ринку електричної енергії (ОРЕ), так і при переході до моделі двосторонніх договорів та балансуючого ринку.

Для досягнення цієї мети ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр» та Інститутом електродинаміки НАН України і, зокрема, відповідальним виконавцем робіт старшим науковим співробітником Бліновим І.В. були розроблені методи визначення та компенсації витрат електростанцій, що пов'язані із наданням допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти і регулювання напруги основною складовою яких є визначення втраченої вигоди виробниками електричної енергії внаслідок необхідності утримання резервів потужності для цілей надання таких послуг. Зазначені методи певною мірою базуються на досвіді розрахунків плати за надання допоміжних послуг в країнах Європи однак враховують специфіку роботи оптового ринку електричної енергії України і можуть використовуватися як в існуючій моделі ОРЕ України, так і бути взяті за основу при визначенні постачальників допоміжних послуг підчас впровадження балансуючого ринку в Україні.

Зазначені методи використані при розробці методики ціноутворення на ринку допоміжних послуг, що визначає порядок розрахунку вартості допоміжних послуг, які необхідні для виконання ДП «НЕК «Укренерго» своїх функцій щодо підтримки надійного і економічного режиму роботи ОЕС України та відповідної якості електричної енергії.

Начальник управління балансуючого ринку

ДП «НЕК «Укренерго»

Нікітін О.О.



Підпис Нікітіна О.О.
Начальник управління балансуючого ринку
ДП «НЕК «Укренерго»



Міністерство палива та енергетики України



Державне підприємство
«НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ «УКРЕНЕРГО»

01032, м. Київ-32, Комінтерну, 25, телефон: 287-67-47,
телетайп: 331165 "NDC UX", факс: 238-32-64, телекс: 631124 "NDC UX"

.....№.....
На №.....

Висновок

щодо використання ДП «НЕК «Укренерго» результатів науково-технічних робіт, виконаних при розробці ТЗ «Автоматизована інформаційна система оператора балансуєного ринку» к.т.н., старшим науковим співробітником Інституту електродинаміки НАН України
Бліновим І.В.

Розвиток конкурентних відносин в електроенергетичній галузі України потребує впровадження нової моделі повномасштабного конкурентного ринку електричної енергії – ринку двосторонніх договорів та балансуєного ринку (РДДБ). Центральним сегментом РДДБ є балансуєний ринок електричної енергії, організований системним оператором з метою балансування обсягів виробництва та споживання в ОЕС України, а також фінансового урегулювання небалансів електроенергії його учасників. З метою впровадження цього сегменту перед ДП «НЕК «Укренерго» постала необхідність визначення функцій системного оператора, як оператора балансуєного ринку та розробки технічного завдання (ТЗ) на створення автоматизованої інформаційної системи оператора балансуєного ринку з подальшим її впровадженням.

В рамках розроблення ТЗ «Автоматизована інформаційна система оператора балансуєного ринку» (АІС ОБР) авторським колективом Інституту електродинаміки НАН України під керівництвом канд. техн. наук Блінова І.В. було виконано аналіз нормативно-правової та технічної документації, на основі якого визначено функції системного оператора ДП «НЕК «Укренерго», що необхідні для забезпечення функціонування РДДБ, визначено основні складові АІС ОБР, а також розроблені складові ТЗ, зокрема визначені вимоги до математичного та інформаційного забезпечення АІС ОБР.

Під час виконання зазначеної роботи Бліновим І.В. гармонізовано та реалізовано рольову модель європейського ринку електроенергії з використанням понять, визначених в проекті правил функціонування РДДБ України. Зазначена модель заснована на методології UMM і є формалізованим засобом опису функціонування ринку електричної енергії,

визначає основні бізнес-процеси та ролі, які виконують різні учасники ринку, слугує засобом навчання учасників ринку роботі в нових умовах та є основою для створення інформаційно-технологічних систем керування ринком електричної енергії.

При описі математичного забезпечення АІС ОБР визначені вимоги до розрахунків усталеного режиму електричної мережі, розв'язання задачі розподілу міждержавних перетоків, вибору оптимального складу енергоагрегатів, а також оптимізації режимів електричних мереж. Щодо центральної оптимізаційної задачі – розрахунку результатів балансуєного ринку, визначено, що її цільова функція є лінійною, в той час як система обмежень є нелінійною, тому оптимізація повинна виконуватись як ітераційна процедура, що передбачає лінеаризацію обмежень та розв'язання задачі лінійного програмування на кожній з ітерацій процесу обчислення. Ці особливості, а також складність електричних мереж та високий рівень різнотипності ОЕС України дозволяє зробити висновок про те, що для формування математичної моделі балансуєного ринку України та розв'язання цієї задачі слід застосувати комбіновані дискретно-лінійні методи оптимізації.

Також визначені основні області процесів інформаційного обміну та функції балансуєного ринку електричної енергії з урахуванням вимог міжнародних нормативних документів, понять гармонізованої рольової моделі європейського ринку електроенергії та правил функціонування балансуєного ринку електроенергії України. Показано, що при практичній реалізації процесів інформаційного обміну пов'язаних із складанням графіків роботи, розподіленням пропускної спроможності та врегулюванням небалансів слід базуватися на процесах інформаційного обміну, визначених в керівництвах ENTSO-E по впровадженню відповідних систем.

В результаті науково-дослідних робіт виконаних Бліновим І.В. забезпечено виконання відповідних розділів ТЗ відповідно до вимог діючих в Україні нормативних документів, міжнародних стандартів та керівних документів європейського енергетичного ринку, а також сучасним вимогам щодо математичного та інформаційного забезпечення.

Заступник директора -
головний диспетчер НЕК «Укренерго»

Ущиповський К.В.

« » 2011 р.



ЗАТВЕРДЖУЮ

від замовника

Генеральний директор

ТБ «Українська енергетична біржа»



О.Є. Дубовський

«01» березня 2011 року

ЗАТВЕРДЖУЮ

від розробника

Директор

Інституту електродинаміки НАНУ

академік НАН України



О.В. Кириленко

«01» березня 2011 року

Акт

**впровадження в дослідно-промислову експлуатацію
«Імітаційно-розрахункової моделі біржі електричної енергії»**

Комісія у складі: голови комісії – директора по розвитку «Української енергетичної біржі» А.В. Перевертасва; наукового співробітника Інституту електродинаміки (ІЕД) НАН України І.В. Блінова; молодшого наукового співробітника ІЕД НАН України Є.В. Паруса склала цей акт про те, що ІЕД НАН України, як організацією-розробником, і зокрема співробітниками ІЕД НАНУ І.В. Бліновим та Є.В. Парусом, як авторами розробки, впроваджено в дослідно-промислову експлуатацію на «Українській енергетичній біржі» пілотну «імітаційно-розрахункову модель біржі електричної енергії» (версія 0.9).

Результати проведених випробувань впровадженої версії «імітаційно-розрахункової моделі біржі електричної енергії» свідчать про те, що вона відповідає своєму призначенню. В зазначеній моделі реалізовано основні торговельні площадки для купівлі-продажу електричної енергії на біржі, а саме: площадка для укладання двосторонніх договорів на базове навантаження і площадка для купівлі відхилень та пікового навантаження, які реалізовано на основі методу «біржового стакану»; площадки двостороннього та одностороннього аукціону з купівлі-продажу електричної енергії на добу наперед. «Імітаційно-розрахункова модель біржі електричної енергії» має необхідні характеристики з швидкодії, засоби візуалізації, зручний інтерфейс і може використовуватися для імітаційних розрахунків на біржі електричної енергії з метою навчання її учасників.

Голова комісії:

Директор по розвитку

ТБ «Українська енергетична біржа»

А.В. Перевертасв

Члени комісії (автори розробки):

науковий співробітник ІЕД НАН України, к.т.н.

І.В. Блінов

молодший науковий співробітник ІЕД НАН України

Є.В. Парус

УПРАВЛІННЯ
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
НКРЕ

03680, м. Київ, вул. Смоленська, 19
Тел/Факс: 277-30-10, 277-30-11

Інститут електродинаміки
НАН України

17.06.2011 № 107/015-11

На № _____

Щодо надання висновку

Висновок
щодо програмного забезпечення
«Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії»

Управління інформаційних технологій Національної комісії регулювання електроенергетики України надає цей висновок про те, що програмне забезпечення **"Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії"** створене ІЕД НАН України (розробник с.н.с., к.т.н. І.Блінов) успішно пройшло апробацію та використовується для підготовки проектів нормативних документів нової моделі ринку електричної енергії України.

Зазначена програмне забезпечення базується на **загальній гармонізованій рольовій моделі європейського ринку електроенергії ENTSO-E, EBIX, EFET.**

Результати експлуатації програмного забезпечення **«Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії»** показують, що це програмне забезпечення представляє собою гармонізовану концептуальну схему європейського ринку електричної енергії, що описує всі ролі учасників ринку та основні взаємовідносини між цими ролями на європейському ринку електроенергії.

Зазначена рольова модель відповідає своєму призначенню, має зручний інтерактивний інтерфейс і може використовуватися для аналізу основних бізнес-процесів та бізнес-взаємодій між учасниками ринку електроенергії України на основі підходів, запроваджених на європейському ринку електроенергії. Зокрема, її також доцільно використовувати при побудові гармонізованої моделі функціонування ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії України.

Начальник управління
інформаційних технологій
НКРЕ України, к.ф.-м.н.



В. Попович

ДОДАТОК В

Рольові моделі окремих сегментів та бізнес-областей ринку електричної енергії України

В.1 Зіставлення окремих бізнес-сфер гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії та відповідних бізнес-сфер ринку електроенергії України

Сьогодні в Україні відбувається впровадження нової лібералізованої моделі ринку електричної енергії, відповідно до Закону України № 2019-VIII від 13.04.2017 «Про ринок електричної енергії». Фатично зістеставлення бізнес-сфер з гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії з відповідними сегментами ринку електричної енергії, що планується впровадити в Україні можливе виключно в окремих складових таких сегментів, а не сегментів в цілому. Це обумовлено тим, що рольова модель є формальним засобом визначання ролей та областей, використовуваних під час інформаційного обміну на ринку електроенергії. Важливо зазначити, що рольова модель це не модель ринку електроенергії, а швидше рольова модель, що стосується інформаційного обміну. Тому виконання зіставлення ролей європейської гармонізованої рольової моделі і моделі ринку електроенергії, що впроваджується в Україні є доцільним з точки зору визначення ролей, що використовуються в рольовій моделі та відповідають основним сторонам та акторам, що визначені для ринку електроенергії України. Так наприклад, лібералізована модель ринку електричної енергії, що сьогодні впроваджується в Україні передбачає запровадження таких сегментів ринку електричної енергії як: ринок двосторонніх договорів, ринок "на добу наперед" та внутрішньодобовий ринок, балансуючий ринок, ринок допоміжних послуг, врегулювання небалансів електричної енергії, роздрібний ринок. Окремо слід виділити такі сегменти нової моделі ринку як сегмент комерційного обліку електричної енергії та розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж. Однак в зазначимо, що в документі «Гармонізована рольова

модель ринку електричної енергії», окрім загальної схеми рольової моделі та переліку ролей та областей, що використовуються на ринку електричної енергії країн Європи, наведено приклади окремих бізнес-сфер гармонізованої моделі європейського ринку електроенергії. Зокрема мова іде про такі бізнес-сфери як: Планування, Врегулювання небалансів та Узгодження обсягів електроенергії, як частини області врегулювання небалансів, Резервування ресурсів, Розподілення пропускної спроможності, Вимірювання.

Додатково до особливостей української моделі ринку електроенергії, що наведені в Розділі 1 дисертаційної роботи зазначемо, що відповідно до Закону України та Правил ринку на ринку електричної енергії передбачена така роль як Постачальник послуг з балансування. Тобто це є учасник ринку, який відповідає вимогам правил ринку щодо участі у балансуванні обсягів виробництва (відпуску), імпорту та споживання, експорту електричної енергії, що здійснюється на балансуєчому ринку, та зареєстрований для участі у балансуванні. Однак, таке визначення не в повній мірі відповідає ролі Постачальника балансу в європейській моделі. Законом також передбачена така сторона, як електропостачальник – суб'єкт господарювання (Електропостачальник), який здійснює продаж електричної енергії за договором постачання електричної енергії споживачу. Таким чином, замість ролі Постачальника балансу в лібералізованому ринку електричної енергії України передбачено дві ролі, що розподіляють між собою окремі функції, а саме: Постачальник послуг з балансування та Електропостачальник.

Зазначені відмінності відображені на рис. В.1.1 та рис. В.1.2 та стосуються бізнес-сфер врегулювання небалансів, узгодження обсягів електроенергії, як частини області врегулювання небалансів та планування. Відповідно статті Закону щодо врегулювання небалансів електричної енергії усі учасники ринку, крім споживачів, які купують електроенергію за договором постачання електричної енергії споживачу, несуть відповідальність за свої небаланси електричної енергії. З метою врегулювання небалансів з оператором системи передачі учасник ринку має стати стороною, відповідальною за баланс, або передати свою відповідальність іншій стороні, відповідальній за баланс, шляхом входження до балансуєчої групи.

Електропостачальники є сторонами, відповідальними за баланс своїх споживачів. Сторони, відповідальні за баланс, зобов'язані нести фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії перед оператором системи передачі. Вартість небалансів електричної енергії сторони, відповідальної за баланс, розраховується Адміністратором розрахунків (сторони відповідальної за урегулювання небалансів в європейській рольовій моделі) для кожного розрахункового періоду доби залежно від обсягу небалансів електричної енергії цієї сторони та цін небалансів, визначених правилами ринку.

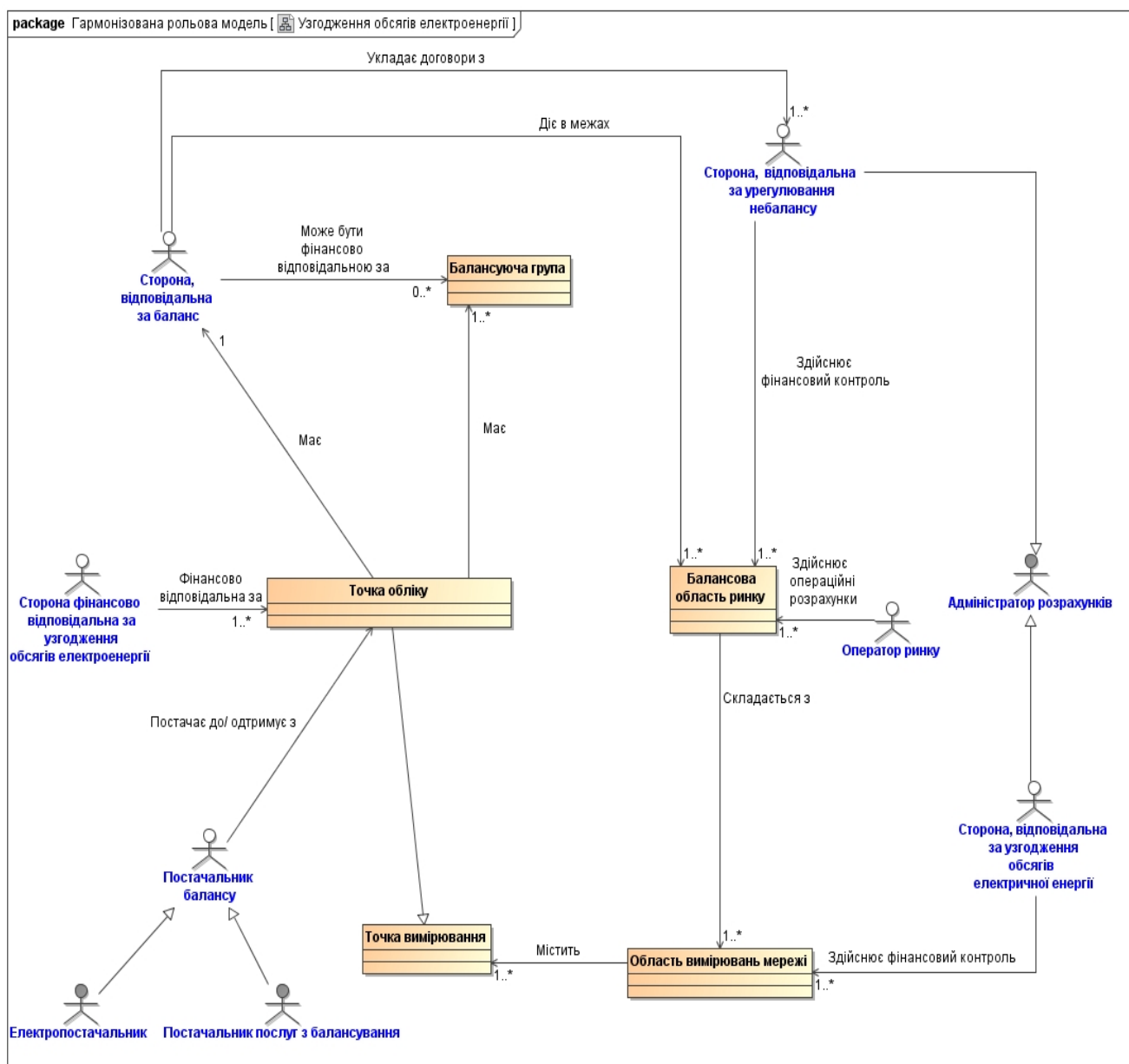


Рис. В1.1. Зіставлення ролей в бізнес-сфері узгодження обсягів електроенергії

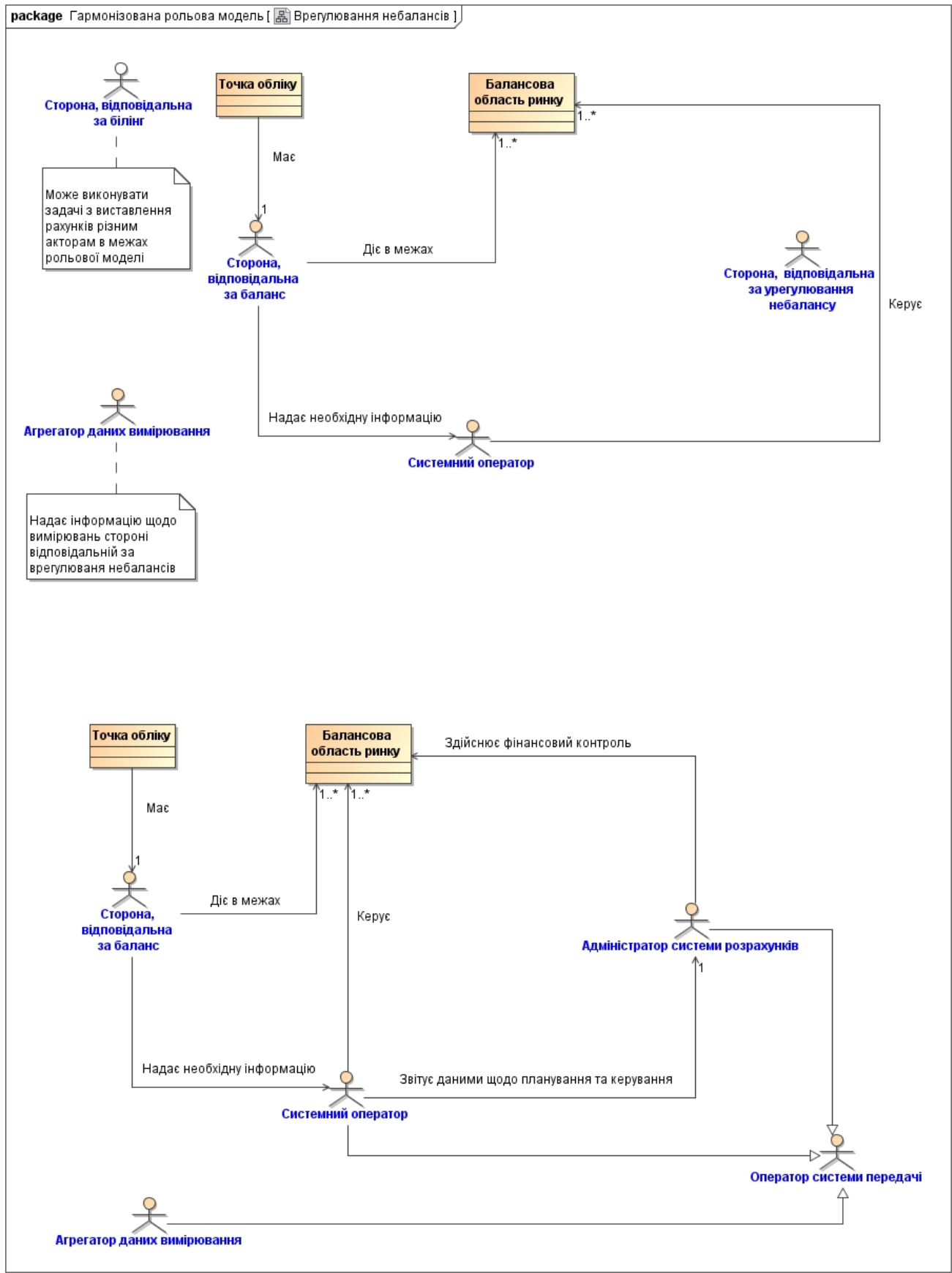


Рис. В.1.2. Зіставлення ролей в бізнес-сфері врегулювання небалансів

Також, однією з відмінностей між європейською рольовою моделлю та впроваджуваною в Україні моделлю є більш детальний розподіл Сторони, відповідальної за баланс в рольовій моделі. На рис.В.3 наведено діаграму бізнес-сфери Планування на якій видно таку відмінність. Зазначимо, що особливості реалізації бізнес-процесів з інформаційного обміну при урегулюванні небалансів наведені в міжнародному стандарті: ІЕС 62325-451-4 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 451-4. Бізнес-процес врегулювання небалансів, контекстна та збірна модель для Європейського ринку». В лібералізованій моделі ринку електричної енергії України ОСП у ролі Системного оператора планує режими роботи ОЕС України відповідно до правил ринку та кодексу системи передачі, приймає та акцептує добові графіки електричної енергії учасників ринку (Координатор складання графіків), складає добові графіки електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами на добу постачання на підставі зареєстрованих повідомлень про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії відповідно до правил ринку.

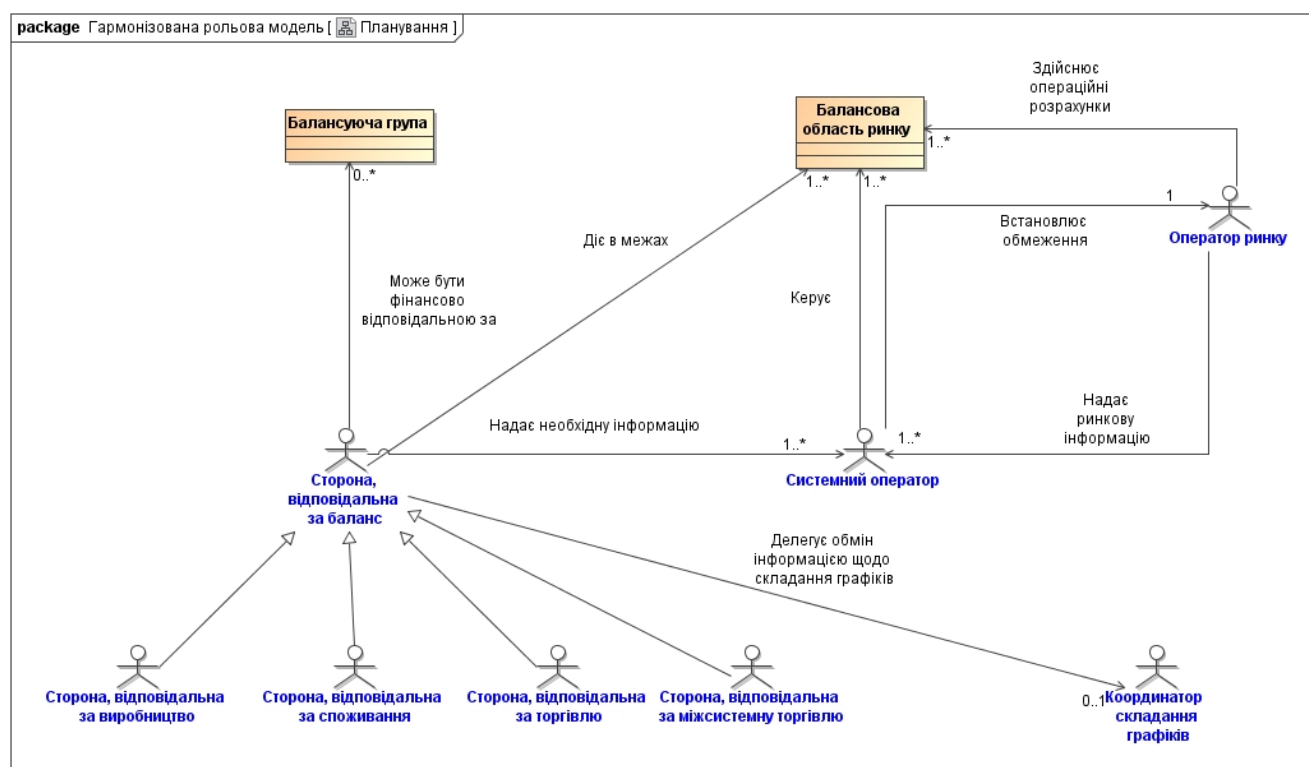


Рис. В.1.3. Бізнес-сфера Планування рольової моделі

Особливості реалізації бізнес-процесів з інформаційного обміну при плануванні наведені в міжнародному стандарті ІЕС 62325-451-2 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 451-2. Бізнес-процес планування та контекстна модель для СІМ-моделі Європейського ринку»;

Однак, вочевидь, що найбільша різниця між європейською рольовою моделлю та лібералізованою моделлю ринку електричної енергії України полягає в об'єднанні багатьох ролей та функцій в оператора системи передачі, що описані в Розділі 1 дисертаційної роботи. Зазначимо лише, що важливу роль ОСП відіграє в сегменті торгівлі та розподілу пропускної спроможності, оскільки визначає структуру розподілу пропускної спроможності для різних часових періодів, яка може включати резервування частки пропускної спроможності для розподілу на добу наперед та внутрішньодобового розподілу. Оператор системи передачі має оприлюднювати: вимоги до безпеки, технічної експлуатації та планування режимів роботи міждержавних перетинів. Така інформація має включати загальний алгоритм розрахунку загальної пропускної спроможності та запасу надійності відповідно до електричних та фізичних показників мережі. Такий алгоритм розрахунку підлягає затвердженню Регулятором; дані щодо спроможності мережі, доступу до мережі та використання мережі з урахуванням інформації про наявність обмежень пропускної спроможності, методи управління обмеженнями та плани щодо їх усунення у майбутньому; дані щодо обсягів міждержавної торгівлі (експорту-імпорту) на основі прогнозних даних.

Зазначимо, що ОСП має регулярно обмінюватися даними щодо параметрів мережі та перетоків енергії з операторами систем передачі суміжних держав. В свою чергу Учасники ринку мають надавати ОСП дані, необхідні для обміну інформацією щодо пропускної спроможності. Розподіл пропускної спроможності міждержавних перетинів здійснюється скоординовано з ОСП відповідного міждержавного перетину та із застосуванням спільних процедур розподілу.

Особливості реалізації бізнес-процесів з інформаційного обміну при розподіленні пропускної спроможності наведені в міжнародному стандарті: ІЕС 62325-451-3 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку. Частина 451-3. Бізнес-процес розподілення пропускної спроможності (явний або неявний аукціон) та контекстні моделі для Європейського ринку» та більш детально розглянуті в наступному підрозділі цього додатку.

В.2 Побудова об'єктно-орієнтованих моделей розподілення пропускної спроможності з урахуванням європейських вимог

На рис. В.2.1 наведена загальна схема рольової моделі розподілу пропускної спроможності відповідно до рекомендацій ENTSO-E та міжнародного стандарту ІЕС 62325-451-3.

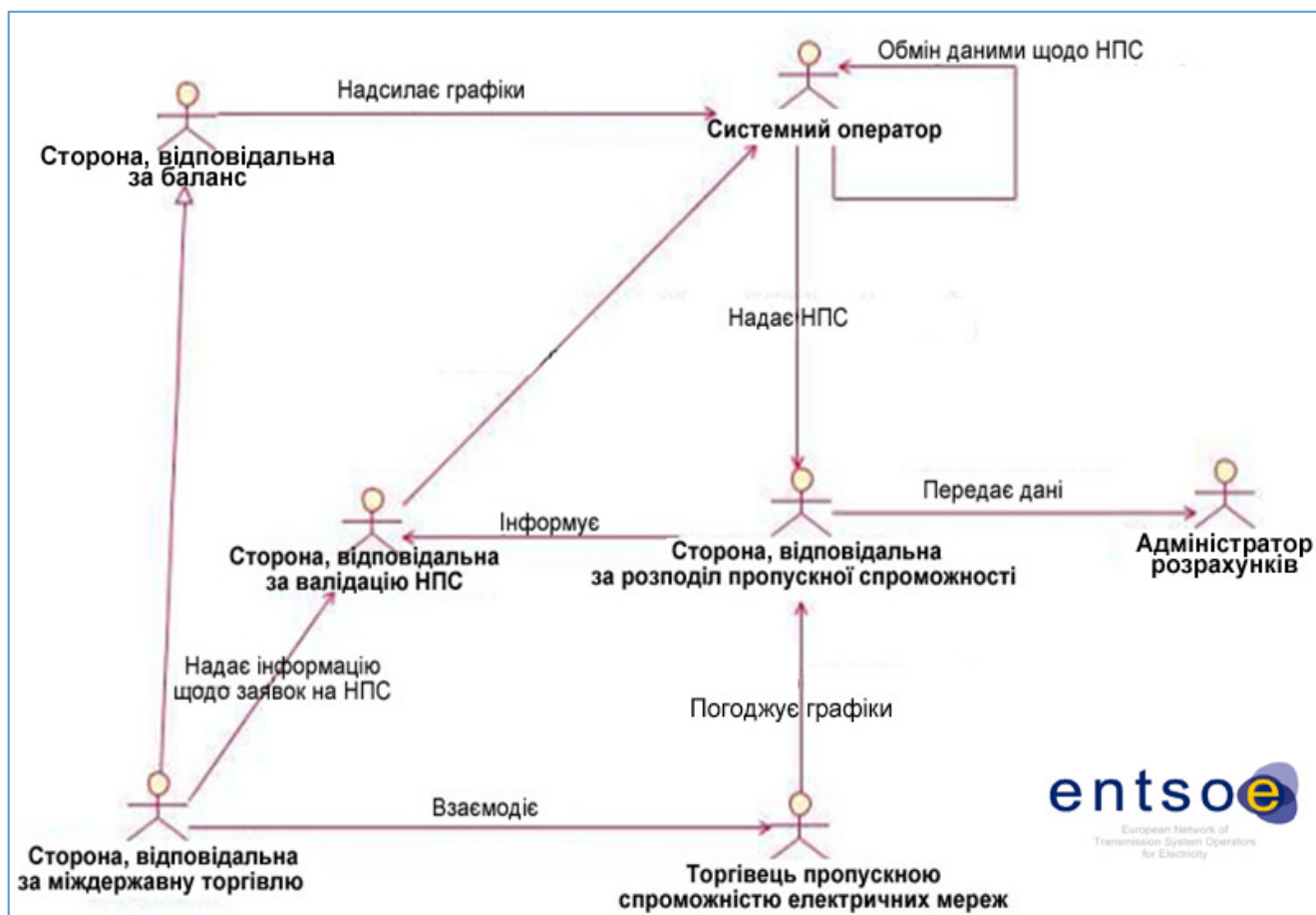


Рис. В.2.1. Рольова модель розподілу пропускної спроможності ENTSO-E

Розглянемо більш детально рольові моделі з обміну даними при розподіленні пропускної спроможності. В загальному випадку відповідно до рекомендацій ENTSO-E існує два основних способи розподілення пропускної спроможності шляхом її продажу на явномі або неявному аукціоні. На рис.В.2.2. наведена діаграма сфери-процесів розподілення пропускної спроможності на аукціоні. Область процесів «Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу» є однаковою як для випадку проведення явного, так і не явного аукціонів, та використовується для визначення та опублікування наявної пропускної спроможності до продажу.

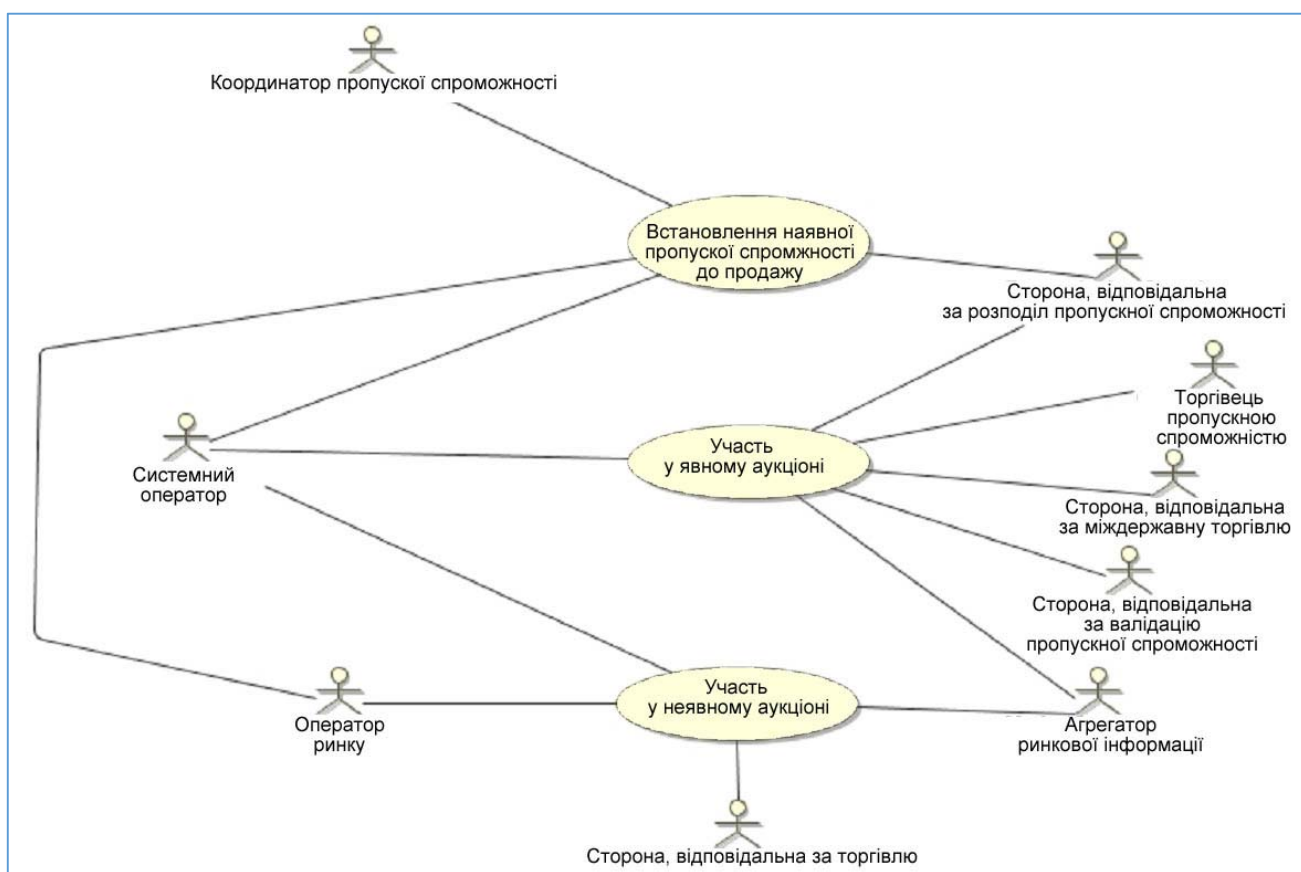


Рис .В.2.2. Розподілення пропускної спроможності на аукціоні.

Наявна пропускна спроможність спочатку має бути погоджена між Системними операторами і лише після цього вона стає доступною для зацікавлених сторін. Область процесів “Участь у явному аукціоні” містить наступні етапи:

- Перший етап стосується подання заявок та пропозицій щодо купівлі-продажу пропускної спроможності з наступним її розподілом. Також, даний етап передбачає укладання двосторонніх договорів щодо використання та розподілення пропускної спроможності і її перепродажу. Основним учасниками цієї області процесів є торгівці пропускнуою спроможністю та сторона, відповідальна за міждержавну торгівлю.

- Другий етап охоплює встановлення та опублікування щоденної та щодобової пропускної спроможності, яка буде використовуватися.

- Третій та заключний етап стосується перевірки та остаточного підтвердження розподілу пропускної спроможності, у тому числі і погодження міждержавних перетоків. Потенційними учасниками цього процесу є торгівці пропускнуою спроможністю та сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності.

Область процесів “Участь у неявному аукціоні” передбачає визначення та опублікування міждержавних перетоків з урахуванням вже розподіленої пропускної спроможності, торгівля якою є складовою купівлі-продажу електричної енергії. Розглянемо більш детально рольову модель встановлення наявної пропускної спроможності до продажу. В залежності від обраного методу розподілу пропускної спроможності в різних країнах Європи встановлення наявної пропускної спроможності до продажу виконується по-різному. Однак, в загальному випадку мова іде про визначення чистої (корисної) пропускної спроможності (NTC) та доступної до розподілу пропускної спроможності АТС для одної або декількох балансових областей ринку електричної енергії (наприклад, виділених ринкових зон). Саме значення АТС і є визначальним при встановленні наявної пропускної спроможності до продажу.

На рисунку В.2.3 наведена діаграма сфер-процесів «встановлення наявної пропускної спроможності до продажу». Як видно до ролей, що приймають участь в цій області процесів, відносяться наступні:

- Системні оператори, що виконують усі розрахунки, пов'язані із визначенням загальної пропускної спроможності ТТС на основі розрахунку поточкорозподілу між двома контрольними зонами, забезпечують допустимий запас надійності передавання електричної енергії та визначають НТС, як наявну до продажу пропускну спроможність між ринковими зонами або ринками електричної енергії країн з боку системного оператора.

- Координатори пропускної спроможності, що забезпечують узгодження обсягів пропускної спроможності між зонами ринку електричної енергії.

- Сторона, відповідальна за валідацію пропускної спроможності, що надає дані щодо обсягів вже розподіленої пропускної спроможності на попередніх аукціонах щодо купівлі наявної пропускної спроможності;

- Сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності або оператор ринку електричної енергії, що надає дані по ААС.

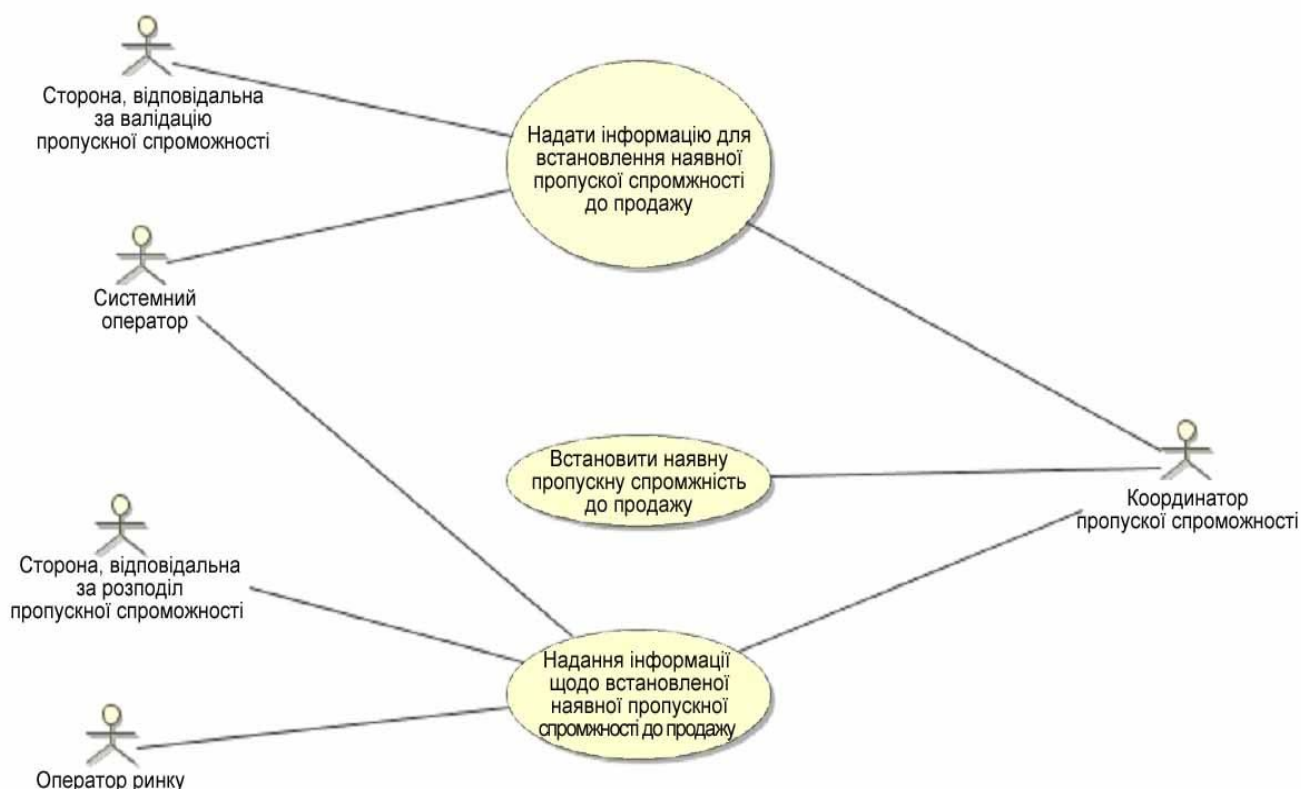


Рис.В.2.3. Сфери встановлення наявної пропускної спроможності до продажу.

До основних етапів встановлення наявної пропускної спроможності до продажу відносяться наступні:

1. *Підготовка звіту системного оператора щодо значення NTC.* Для кожного встановленого періоду часу розподілу пропускної спроможності (рік, місяць, тиждень, доба) кожен із системних операторів виконує незалежне визначення свого значення NTC. В залежності від методу розподілу пропускної спроможності (явний або неявний аукціон) системні оператори обмінюються необхідною інформацією.

2. *Підготовка звіту системного оператора щодо значення наявної пропускної спроможності до продажу з урахуванням AAC.* Кожен системний оператор має отримати інформацію від сторони, відповідальної за розподіл пропускної спроможності щодо вже розподіленої на аукціонах або проданої по двосторонніх договорах пропускної спроможності у попередні періоди. На основі отриманої інформації або на основі розрахунку поточкорозподілу в залежності від методу, що використовується для розподілу пропускної спроможності, системний оператор розраховує значення АТС на надсилає його іншим СО.

3. *Підготовка звіту системного оператора щодо значення наявної пропускної спроможності до продажу з урахуванням призначеної пропускної спроможності.* Кожен СО має отримати інформацію від сторони, відповідальної за валідацію розподіленої пропускної спроможності, щодо раніше розподіленої пропускної спроможності та погодити це значення з іншими СО.

Розраховані значення АТС надсилають стороні, відповідальній за розподіл пропускної спроможності, або оператору ринку електричної енергії в залежності від типу розподілу АТС.

На рис. В.2.4. наведена діаграма послідовності дій при встановленні наявної пропускної спроможності до продажу.

Існує два основні варіанти реалізації процесів проведення розподілу пропускної спроможності на основі аукціонів:

1. Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу координатором розподілу пропускної спроможності, що має доступ до необхідної інформації по декільком зонам від відповідних системних операторів.

2. Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу двома системними оператори на заданій границі на основі договору щодо встановлених NTC/ATC, які є доступними для заданого періоду.

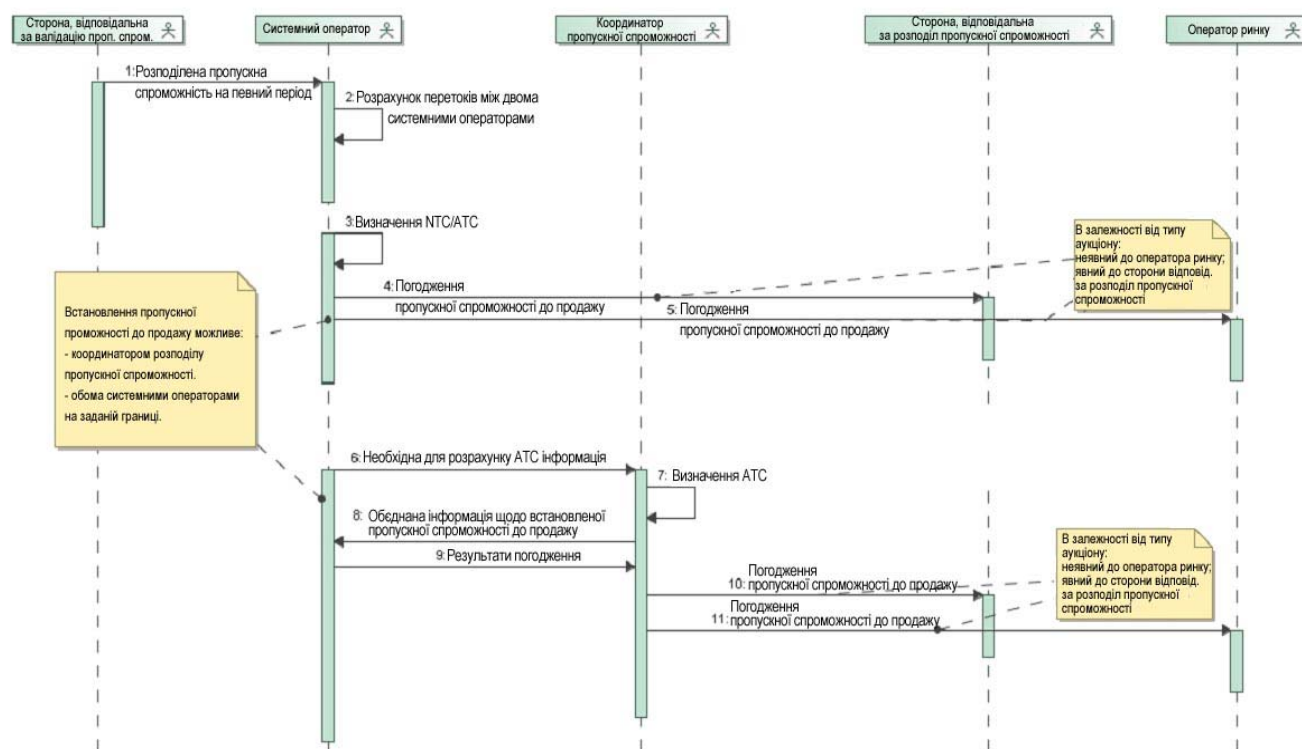


Рис. В.2.4. Послідовності дій при встановлення наявної пропускної спроможності до продажу

Системні оператори отримують інформацію щодо погоджених значень по ААС від сторони, відповідальної за номінацію пропускної спроможності. Виходячи із погоджених значень NTC, СО визначають АТС по різних періодах в залежності від графіків навантажень, визначених при плануванні режиму, що досягається за рахунок врахування значення ААС. Пропускна спроможність, що встановлюється до продажу на аукціоні, передається стороні, відповідальній за розподіл пропускної спроможності, яка вже оприлюднює її для учасників ринку електричної енергії. Крім того, в залежності від ринкових правил, сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності, може збільшити значення встановленої пропускної спроможності до продажу на основі інформації від торгівців пропускнуою спроможністю щодо її перепродажу. Розглянемо більш детально сферу-процесів

“Участь у явному аукціоні”, діаграма якої наведена на рис. В.2.5. Першим із зазначених на рис.В.2.5. процесів є підготовка та оприлюднення специфікацій для наступного аукціону. Починається зазначений процес системним оператором, який надає необхідну інформацію для визначення пропускної спроможності до продажу Координатору пропускної спроможності. Далі дані щодо встановленої до продажу пропускної спроможності передаються до сторони, відповідальної за розподіл пропускної спроможності та погодження специфікації, на аукціон для певного розрахункового періоду. На основі отриманої інформації, а також даних від торгівців пропускною спроможністю щодо передання прав на використання пропускної спроможності, сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності, встановлює остаточну специфікацію аукціону, де визначає час опублікування результатів, період проведення аукціону, час завершення подання заявок. Інформація передається СО, торгівцям пропускною спроможністю та агрегатору ринкової інформації.

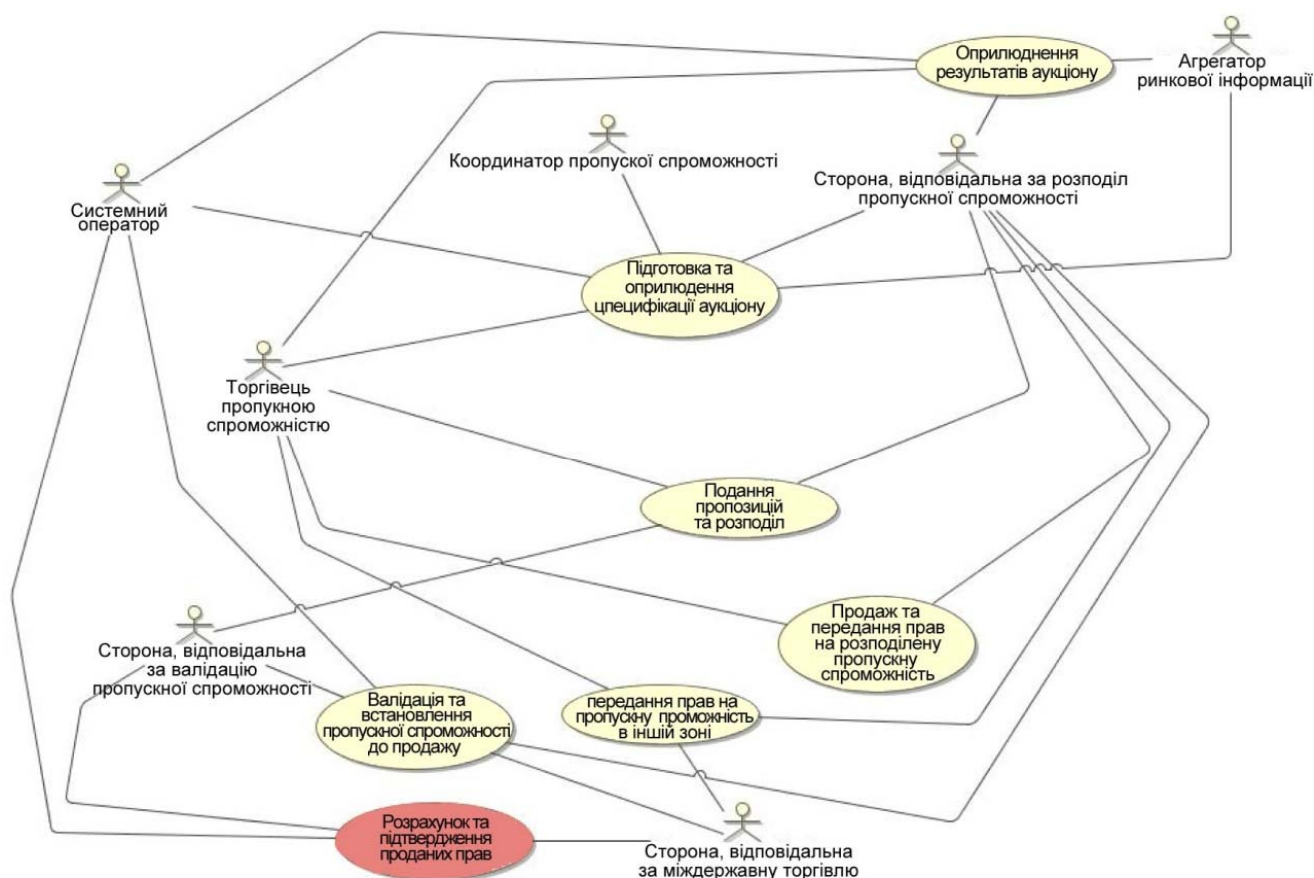


Рис. В.2.5. Сфера-процесів “Участь у явному аукціоні”

Другий етап цієї області процесів пов'язаний з поданням заявок щодо купівлі пропускної спроможності торгівцями пропускною спроможністю, які надсилають свої пропозиції із зазначенням обсягів та цін щодо купівлі пропускної спроможності до сторони, відповідальної за розподіл пропускної спроможності. У встановлений період часу сторона, відповідальна за пропускну спроможність, перевіряє правильність подання заявок від торгівців пропускної спроможності та виконує розподіл встановленої до продажу пропускної спроможності у відповідності до встановлених правил аукціону. Окрім аукціону, при розподілі пропускної спроможності також виконується і перепродаж прав на неї, який ґрунтується на торгівлі та укладанні відповідних угод між торгівцями пропускною спроможністю, в тому числі і передавання прав на використання пропускної спроможності учасникам ринку, що знаходяться в інших зонах. В результаті такої торгівлі відбувається передавання прав на пропускну спроможність від одного торгівця до іншого, про що вони повідомляють сторону, відповідальну за розподіл пропускної спроможності.

Заключним етапом процесу розподілу є опублікування результатів аукціону, на якому враховуються усі куплені права на пропускну спроможність та результати перепродажу прав на неї. Процеси цього ринку закінчуються, коли сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності, надсилає системному оператору інформацію щодо ААС, яка була розподілена для певного періоду часу.

На рис. В.2.6 наведена діаграма послідовності дій участі у явному аукціоні, на якій показані етапи розподілу пропускної спроможності та обмін повідомленнями при ньому. Якщо торгівець пропускною спроможністю не має права отримувати та передавати права на пропускну спроможність на кордоні, то він має повідомити про це сторону, відповідальну за розподіл пропускної спроможності, яка призначить ці права замість нього. В цьому процесі у будь-який час системний оператор може повідомити стороні, відповідальній за розподіл пропускної спроможності, про скорочення обсягів пропускної спроможності на кордоні. В цьому випадку сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності, на основі правил ринку переглядає обсяги прав на пропускну спроможність та повідомляє про це торгівців пропускною спроможністю.

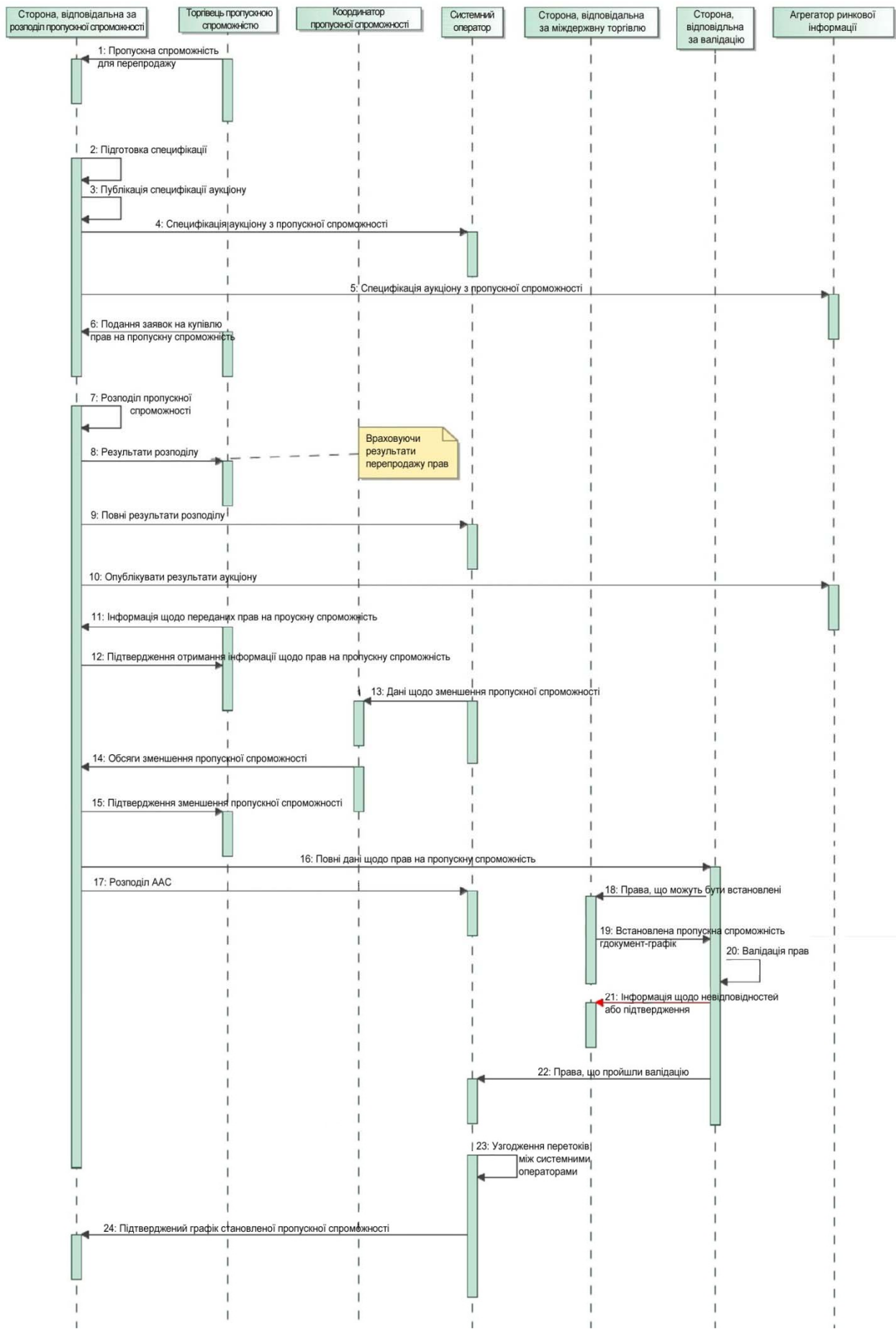


Рис. В.2.6 Діаграма послідовності дій участі у явному аукціоні

До призначення певній стороні прав на пропускну спроможність сторона, відповідальна за розподіл пропускнуї спроможності, повідомляє системного оператора та сторону, відповідальну за валідацію пропускнуї спроможності, щодо прав, які можуть бути призначені на певному кордоні.

Далі про це повідомляють сторону, відповідальну за міждержавну торгівлю, яка в свою чергу призначає пропускну спроможність, що необхідна на цьому кордоні, а сторона, відповідальна за валідацію, гарантує, що права на пропускну спроможність не перевищують встановлених обмежень.

У випадку, коли було призначено більше прав на пропускну спроможність, сторона, відповідальна за міждержавну торгівлю, виконує коригування щодо необхідного зменшення обсягів таких прав. Після завершення циклу підтвердження обсягів прав на пропускну спроможність сторона, відповідальна за валідацію пропускнуї спроможності, повідомляє системного оператора про встановлені призначення. Після цього СО починає процес обміну даними з іншими системними операторами з метою забезпечення узгоджених обсягів призначених прав на пропускну спроможність з кожного боку кордону. По завершенню цього процесу сторони, відповідальні за міждержавну торгівлю та розподіл пропускнуї спроможності, отримують інформацію щодо підтвердження призначених обсягів пропускнуї спроможності. При реалізації торгівлі пропускнуою спроможністю на РДН здійснюється розподіл пропускнуї спроможності у неявному вигляді як складової електричної енергії. На рис. В.2.7. наведена діаграма сфери-процесів “Участь у неявному аукціоні”.

В цій області процесів, на відміну від попереднього випадку, спочатку оператори ринку збирають заявки та пропозиції щодо купівлі-продажу електричної енергії від сторін, відповідальних за баланс (учасників ринку електричної енергії).

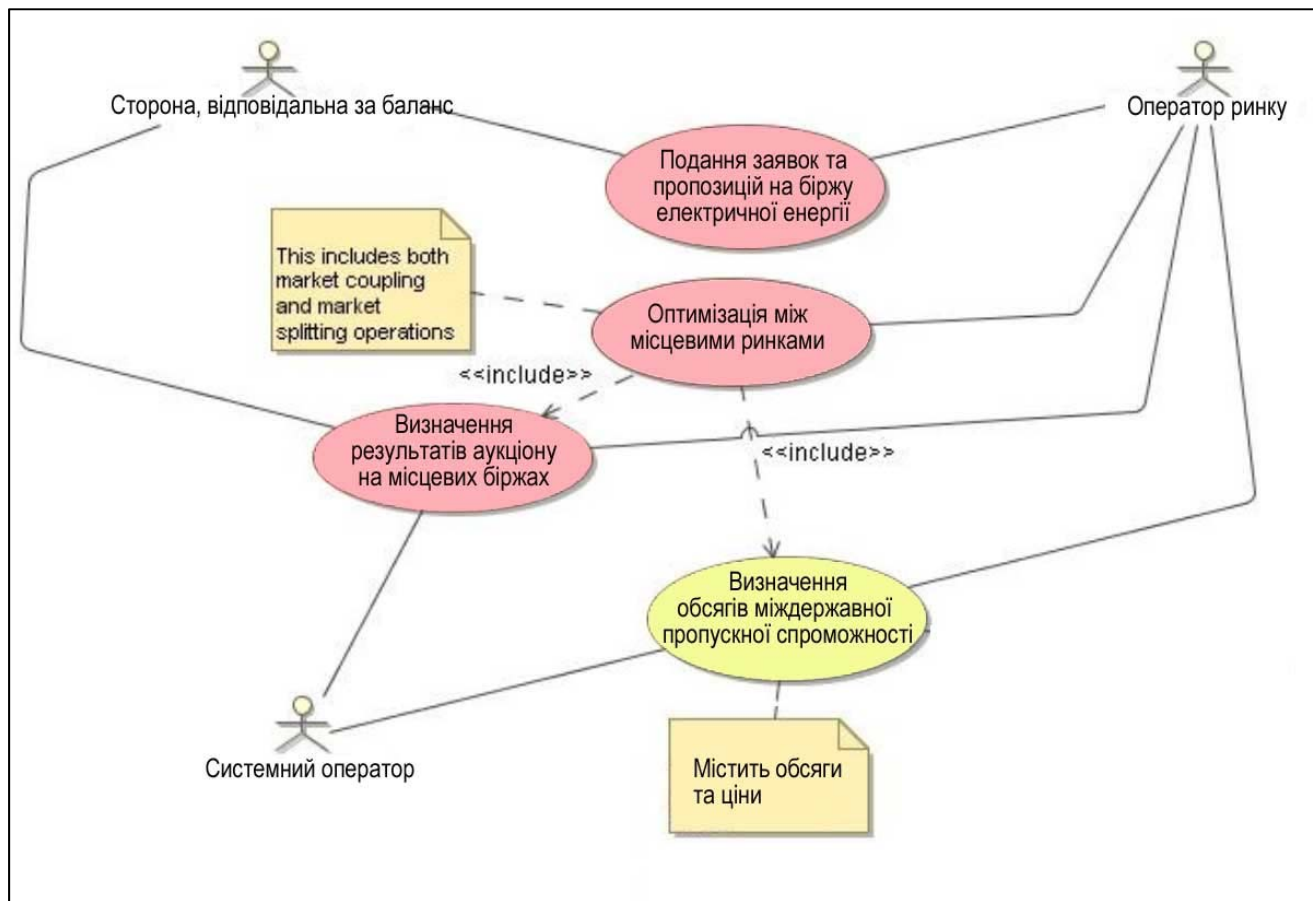


Рис. В.2.7. Сфера-процесів “Участь у неявному аукціоні”

На даному етапі оператор ринку на основі даних щодо пропускної спроможності від системного оператора та заявок/пропозицій учасників ринку встановлює перетоки потужності між зонами ринку електричної енергії та відповідну ринкову ціну для кожної зони. У разі виникнення різниці цін між двома областями одного ринку це значення є «індикатором вартості» переобтяження, розрахунок якого виконується різними способами в залежності від правил ринку електричної енергії. Важливо те, що учасники ринку електричної енергії заздалегідь не знають з якої саме ринкової зони фізично підходить електрична енергія, інформацію щодо результатів торгів вони отримують від місцевого оператора ринку.

На основі отриманої від оператора ринку інформації системний оператор узгоджує перетоки із сусідніми системними операторами та надсилає оброблені

дані оператору ринку для подальшого публікування результатів та їх передавання до агрегатору ринкової інформації.

Таким чином, в Україні необхідним є удосконалення системи розподілу міждержавної пропускної спроможності і міждержавної торгівлі, яка має відповідати як вимогам правил ринку двосторонніх договорів та балансування, кодексу магістральних мереж та іншим нормативним документам, так і вимогам ENSTO-E в частині реалізації відповідних процесів обміну даними щодо встановлення наявної до продажу пропускної спроможності та її подальшого розподілу.

Застосування в Україні процесів інформаційного обміну, пов'язаних із розподіленням пропускної спроможності на європейському ринку електричної енергії, є передумовою забезпечення прозорих механізмів визначення пропускної спроможності та міждержавної торгівлі електричною енергією.

В.3 Побудова рольових моделей ідентифікації учасників ринку електричної енергії України відповідно до вимог ENTSO-E

Діяльність учасників ринку електричної енергії тісно пов'язана із взаємним обміном різноманітною технологічною та комерційною інформацією, зокрема і з оператором ринку, оператором системи передачі та адміністратором розрахунків. На сучасному етапі розвитку технологій інформаційного обміну, передача інформації найчастіше здійснюється шляхом використання електронних засобів обміну. Специфічною особливістю електронного обміну інформацією є необхідність ідентифікації об'єктів задіяних у цьому інформаційному обміні. З метою забезпечення уніфікованих рішень в процедурах обміну інформацією на ринку електричної енергії необхідним є застосування єдиних підходів щодо ідентифікації об'єктів та суб'єктів, задіяних в цьому інформаційному обміні, тобто створення та запровадження в ринку електричної енергії єдиної системи ідентифікації. Аналіз існуючих в Оптовому ринку електричної енергії України

(ОРЕ) систем ідентифікації засвідчив, що жодна з них не задовольняє в повній мірі вимогам, встановленим міжнародними стандартами та європейським вимогам в частині забезпечення електронного обміну на енергетичних ринках. Це обумовлює необхідність створити єдину систему ідентифікації суб'єктів та об'єктів ринку електричної енергії України, що дозволила б, зважаючи на необхідність електронного обміну інформацією з загальноєвропейським ринком електроенергії, інтегруватись до системи, діючої в цьому ринку. Відповідно запровадження єдиної системи ідентифікації для ринку електроенергії України буде сприяти створенню єдиного інформаційного середовища для обміну даними між учасниками ринку. Також важливим аспектом запровадження ефективного функціонування електронного обміну в ринках електричної енергії є запровадження рольової моделі - формального опису бізнес-процесів у яких приймають участь сторони на енергетичному ринку, опису ролей які вони виконують та детального опису їх інформаційної взаємодії на ринку. Розроблена модель бізнес-процесів ідентифікації суб'єктів та об'єктів ринку електричної енергії, що побудована на основі вимог міжнародних стандартів щодо інформаційної взаємодії та керування на енергетичних ринках, зокрема IEC 62325, загальних підходах до побудови моделей ринків електричної енергії та вимог ENTSO-E в частині вимог до бізнес-процесів кодування для цілей ідентифікації - Energy Identification Coding scheme (EIC). Коди EIC діють в межах єдиного європейського енергетичного ринку для ідентифікації суб'єктів та об'єктів, які задіяні в електронному обміні інформацією. Схема EIC відноситься до сфери відповідальності ENTSO E, а загальне присвоєння кодів та управління ними виконують національні організації чи асоціації та створені ними Місцеві органи видачі (Local Issuing Office), авторизовані відповідно до затвердженої низки базових правил, які після отримання дозволу ENTSO E, можуть надавати коди ідентифікації суб'єктам та об'єктам національного ринку.

Відповідно до рекомендацій ENTSO-E ідентифікації, в першу чергу, потребують:

- Суб'єкти ринку (Сторони): торговці електричною енергією, виробники, постачальники, оператори систем, потужні користувачі, електроенергетичні біржі,

мережеві компанії, агенти та постачальники послуг (брокери, постачальники послуг обліку, клірингові постачальники).

- Сфери: площадки вимірювання, балансові ринкові зони тощо.
- Точки приєднання, вимірювання та обліку: ринкові точки приєднання, вимірювання, обліку.
- Ресурси: об'єкти електроенергетики що виробляють, або споживають електричну енергію.
- Електричні з'єднувальні лінії: фізичні лінії, що з'єднують дві балансові ринкові зони.
- Місця розташування: фізичні або логічні місця, де сторони або ІТ-системи однієї із сторін уже встановлені або можуть бути встановлені.

На рис. В.3.1. наведена загальна рольова модель ідентифікації суб'єктів ринку електричної енергії, яка містить чотири основні області процесів: оновлення реєстру міжнародних ідентифікаційних кодів; надання місцевих ідентифікаційних кодів; надання міжнародних ідентифікаційних кодів.

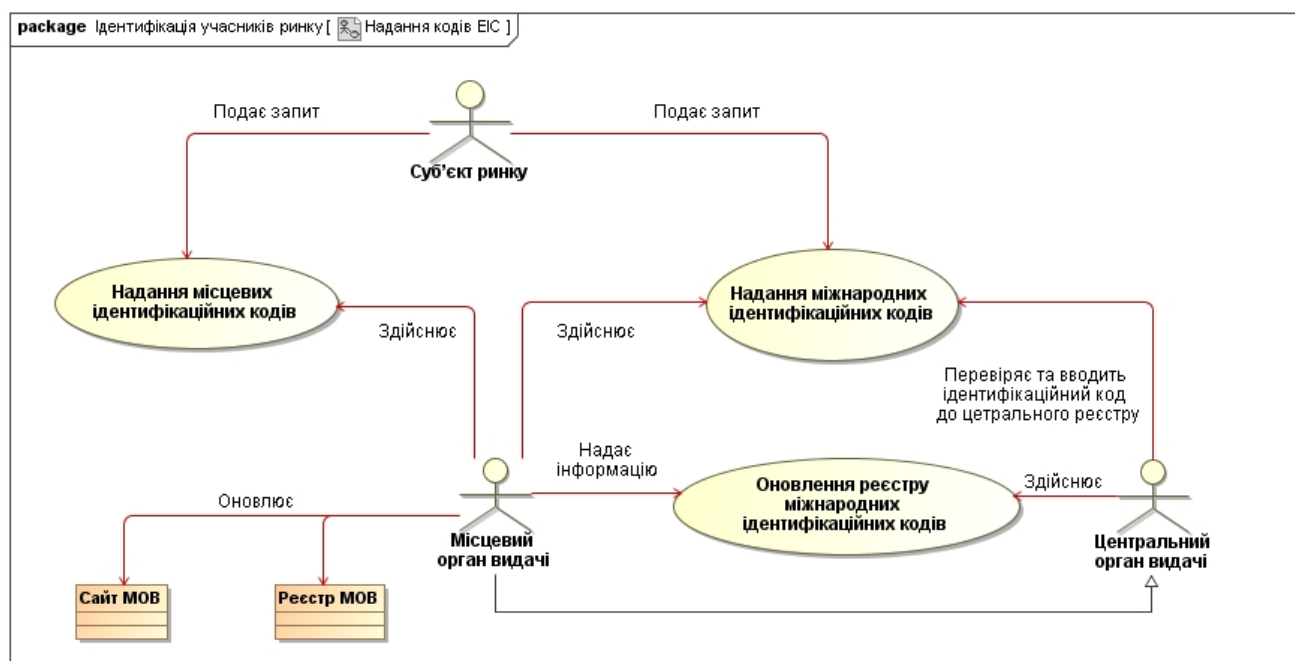


Рис. В.3.1. Загальна рольова модель ідентифікації суб'єктів ринку електричної енергії

Як видно на діаграми в процесі формування та надання ідентифікаційних кодів EIC задіяні центральний орган видачі ідентифікаторів (ЦОВ), місцевий (національний) орган видачі ідентифікаторів (МОВ) та суб'єкти ринку електричної енергії. При цьому ЦОВ здійснює управління міжнародними ідентифікаційними кодами та забезпечує функціонування схеми EIC, як єдиної схеми ідентифікації на ринках електричної енергії європейських країн та виконує роль центрального координатора, що взаємодіє з національними органами видачі ідентифікаторів. Відповідно до зони відповідальності ЦОВ входить присвоєння частини коду EIC з 2 символів для ідентифікації на рівні МОВ, а також присвоєння кодів EIC з 15 символів системним операторам чи зонам, які використовуються в обміні даними між системними операторами. Крім того ЦОВ веде перелік МОВ, центральний реєстр міжнародних кодів та присвоює коди EIC в країнах, які не мають МОВ.

Національний орган видачі забезпечує функціонування схеми EIC та здійснює видачу кодів ідентифікації для суб'єктів та об'єктів ринку, задіяних в електронному обміні інформацією на внутрішньому ринку електричної енергії. Цей орган взаємодіє з ЦОВ в частині присвоєння міжнародних ідентифікаційних кодів, необхідних для взаємодії із зарубіжними ринками. На рис. В.3.2. наведена діаграма прецедентів області процесів надання місцевих ідентифікаційних кодів, що описує область процесів «надання місцевих ідентифікаційних кодів».

При наданні міжнародних кодів EIC, їх дезактивації та зміни інформації учасника ринку електричної енергії про код EIC МОВ взаємодіє з ЦОВ.

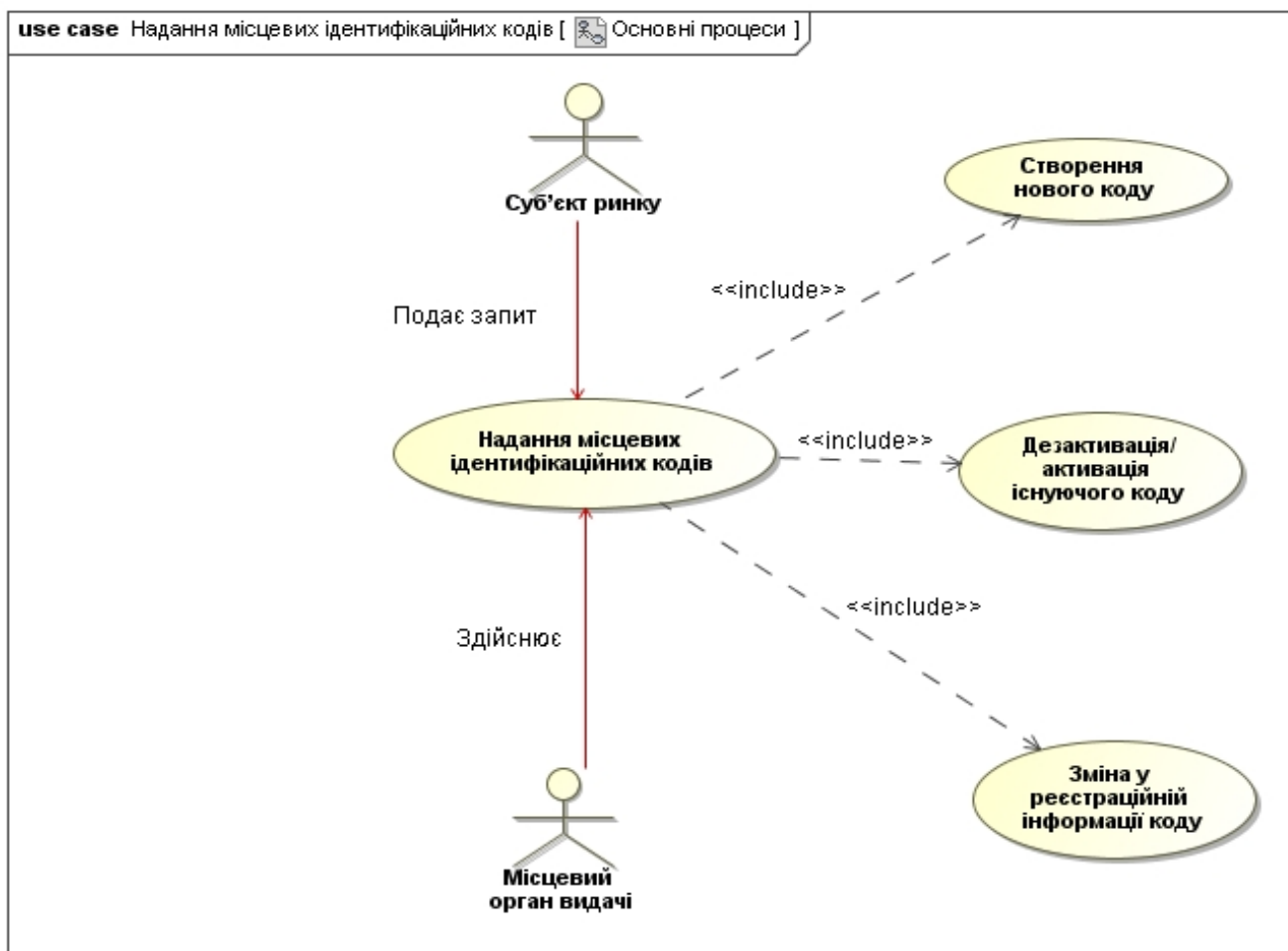


Рис.В.3.2. Надання місцевих ідентифікаційних кодів

До зони відповідальності МОВ входить: створення та ведення місцевого реєстру кодів; присвоєння національних та участь у створенні міжнародних кодів ЕІС для суб'єктів та об'єктів ринку електричної енергії; ведення переліку усіх присвоєних кодів і стандартних відомостей на суб'єкта ринку, позначеного кодом у місцевому реєстрі; розроблення та ведення веб-сторінки для надання необхідних послуг; запровадження поглибленого обміну даними для автоматизації передачі загальної інформації заінтересованим учасникам; організації забезпечення незмінності та узгодження з правилами кодів, виправлення помилок, виявлених ЦОВ або іншими МОВ. Також до повноважень МОВ входить надсилання усіх міжнародних кодів до ЦОВ, деактивація та повторна активація міжнародних кодів, забезпечення унікальності ідентифікаційних кодів, при необхідності надання національним

кодам міжнародного статусу, відповідним чином зміна назви та забезпечення при цьому унікальності назви у Центральному реєстрі для відповідної категорії коду. Суб'єкти та учасники ринку електричної енергії здійснюють електронний обмін із іншими суб'єктами на внутрішніх та(або) зовнішніх ринках, в яких використовують ідентифікаційні коди, присвоєні МОВ для них та їх об'єктів. В частині взаємодії з МОВ щодо формування ідентифікаційних кодів, суб'єкти ринку забезпечують визначення та надання переліків об'єктів, що підлягають ідентифікації. До зони відповідальності суб'єкта ринку електричної енергії належить: визначення власних об'єктів та ролей, які повинні бути ідентифіковані для участі в процедурах електронного обміну; надання інформації про визначені для ідентифікації власні ролі та об'єкти до МОВ; застосування отриманих від МОВ ідентифікаційних кодів в процедурах електронного обміну в ринку електричної енергії.

Відповідно до нормативної документації ENTSO-E передбачено наступні порядки робіт з ідентифікаційними кодами EIC: створення, дезактивація, повторна активація ідентифікаційних кодів EIC та зміна реєстраційної інформації про коди EIC.

Основними складовими процесів створення, дезактивація, повторної активації ідентифікаційних кодів EIC та зміни реєстраційної інформації про коди EIC є: запит суб'єкта ринку, перевірка запиту органом видачі, задоволення запиту суб'єкта ринку, сповіщення зацікавлених сторін про результати обробки поданого суб'єктом ринку запиту. На рис. В.3.3. наведена діаграма дій щодо створення нового місцевого коду EIC, дезактивації/повторної активації та зміни реєстраційної інформації існуючого коду. МОВ може присвоювати коди EIC юридичним особам для використання в національному масштабі, якщо ці особи загалом не зацікавлені в роботі на міжнародному ринку.

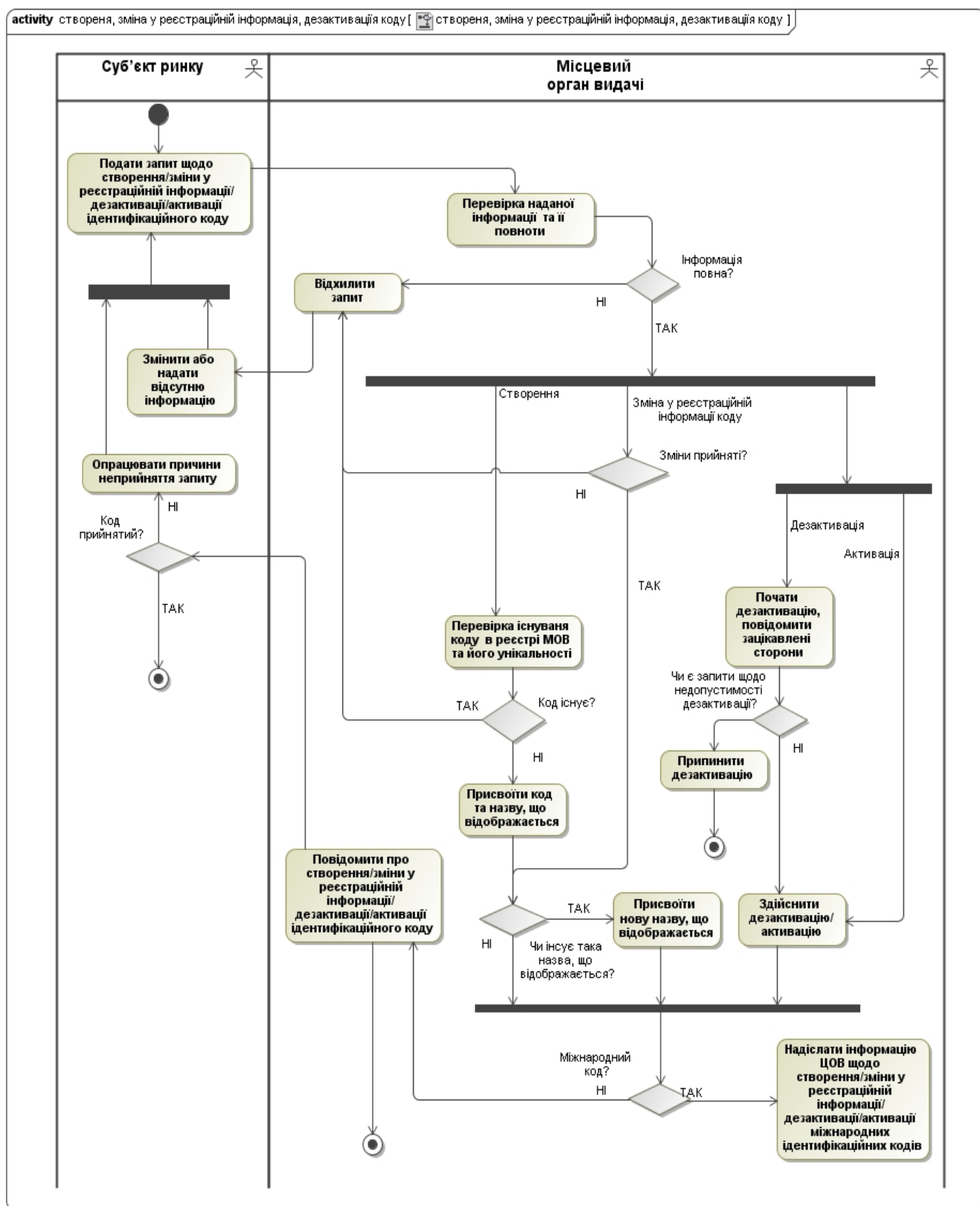


Рис. В.3.3. Створення нового місцевого коду ЕІС, дезактивація/повторна активація та зміни реєстраційної інформації існуючого коду

У цьому випадку присвоєний код EIC не слід подавати до ЦОВ для публікації у центральному реєстрі. Якщо сторона, яка виступає лише на місцевому ринку, пізніше може захотіти виступати також і на міжнародному ринку. В цьому випадку МОВ мають передати інформацію про код EIC до ЦОВ. Якщо кодові EIC, присвоєному у національному масштабі, надається міжнародний статус, МОВ може відповідним чином змінити відображувану назву. При цьому слід забезпечити унікальність назви у Центральному реєстрі для відповідної категорії коду EIC. Дезактивація та повторна активація національного коду EIC покладається виключно на МОВ. Для підтримки процедури створення міжнародного коду EIC, Центральний реєстр містить усі присвоєні міжнародні коди EIC і стандартну інформацію про них (рис.В.3.4.). Кожен орган видачі має надсилати усі міжнародні коди до ЦОВ, де зберігається стандартна інформація про суб'єкта та присвоєні йому коди EIC. Цю інформацію МОВ має надсилати ЦОВ за допомогою або стандартного повідомлення XML, або веб-форми, наданої разом з переліком кодів EIC ЦОВ. Ці повідомлення проходять перевірку відповідними схемами XML. Перш ніж міжнародний код EIC може бути дезактивованим, відповідний МОВ має надіслати запит щодо його дезактивації до ЦОВ. Код, про який йдеться, буде опубліковано ЦОВ у розсилці МОВ упродовж двох місяців до моменту його дезактивації. Якщо упродовж цього часу буде подано запит щодо відмови від дезактивації, то зазначений код буде видалено з переліку готових до дезактивації. Про це буде повідомлено відповідний МОВ. Якщо через два місяці не буде отримано жодних запитів, коди будуть дезактивовані ЦОВ. На рис. В.3.5. наведена діаграма дій, що відображає опис процесу оновлення центрального реєстру ідентифікаційних кодів EIC.

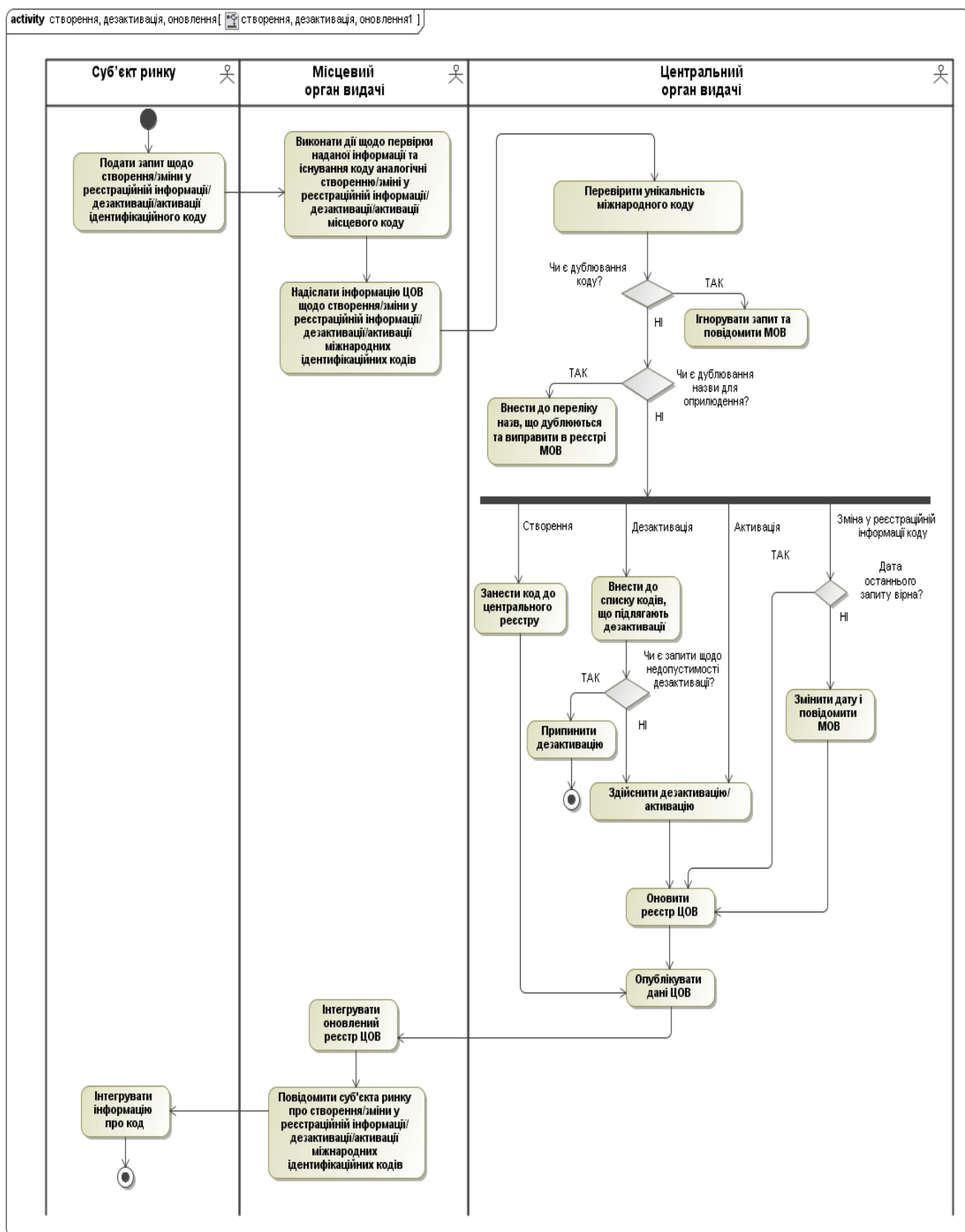


Рис. В.3.4. Створення нового міжнародного коду ЕІС, дезактивація/повторна активація та зміни реєстраційної інформації існуючого коду

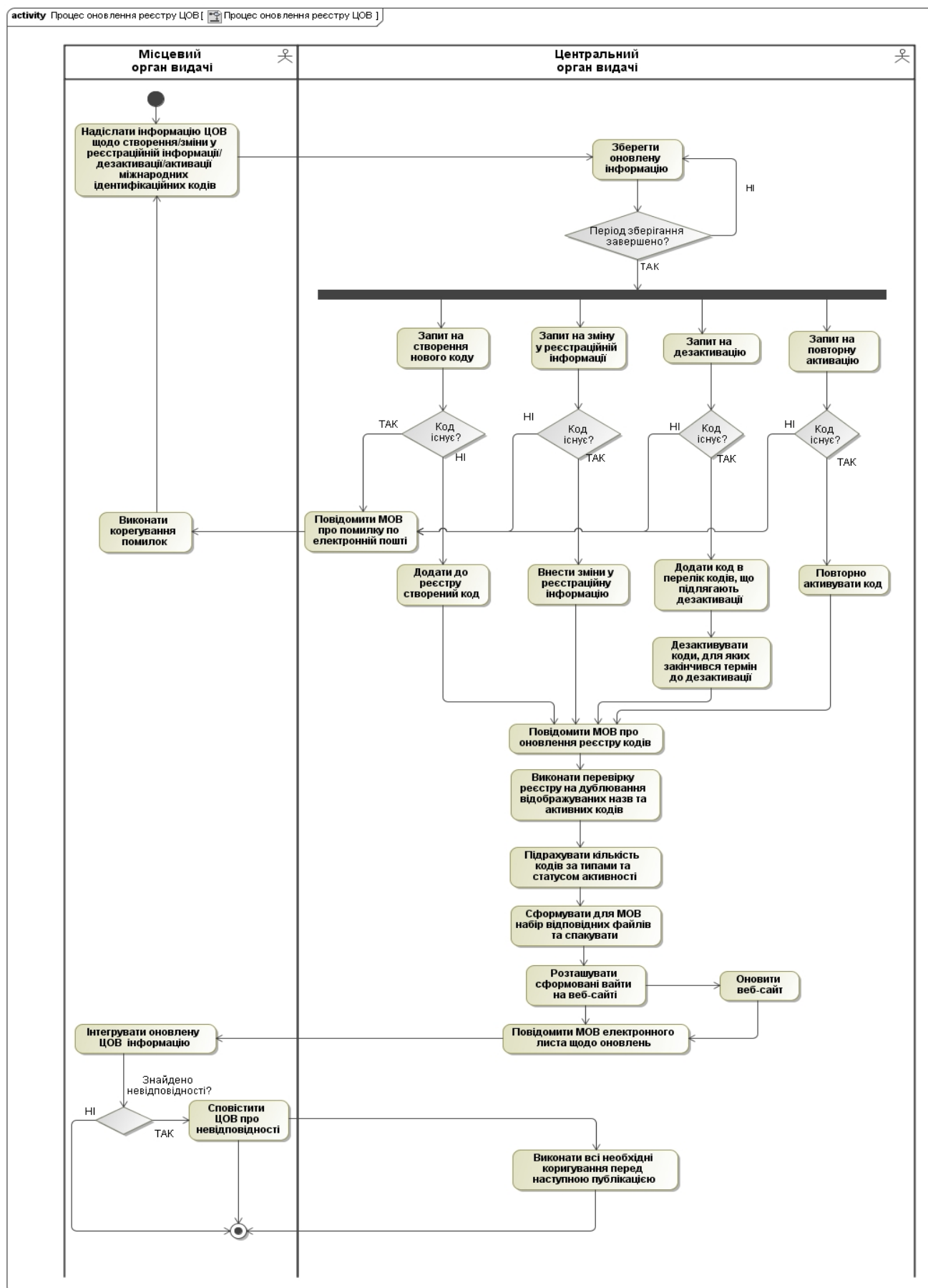


Рис. В.3.5. Діаграма дій оновлення реєстру міжнародних ідентифікаційних кодів

Також розглянемо діаграму (рис. В.3.5.), що відображає основні інформаційні потоки в межах взаємодії між ЦОВ та МОВ в частині оновлення реєстру міжнародних ідентифікаційних кодів. Відповідно до наведеної діаграми МОВ надсилає ЦОВ запит щодо створення нового міжнародного коду ЕІС, дезактивації/повторної активації та зміни реєстраційної інформації існуючого коду. При цьому використовується єдина структура інформаційного повідомлення.

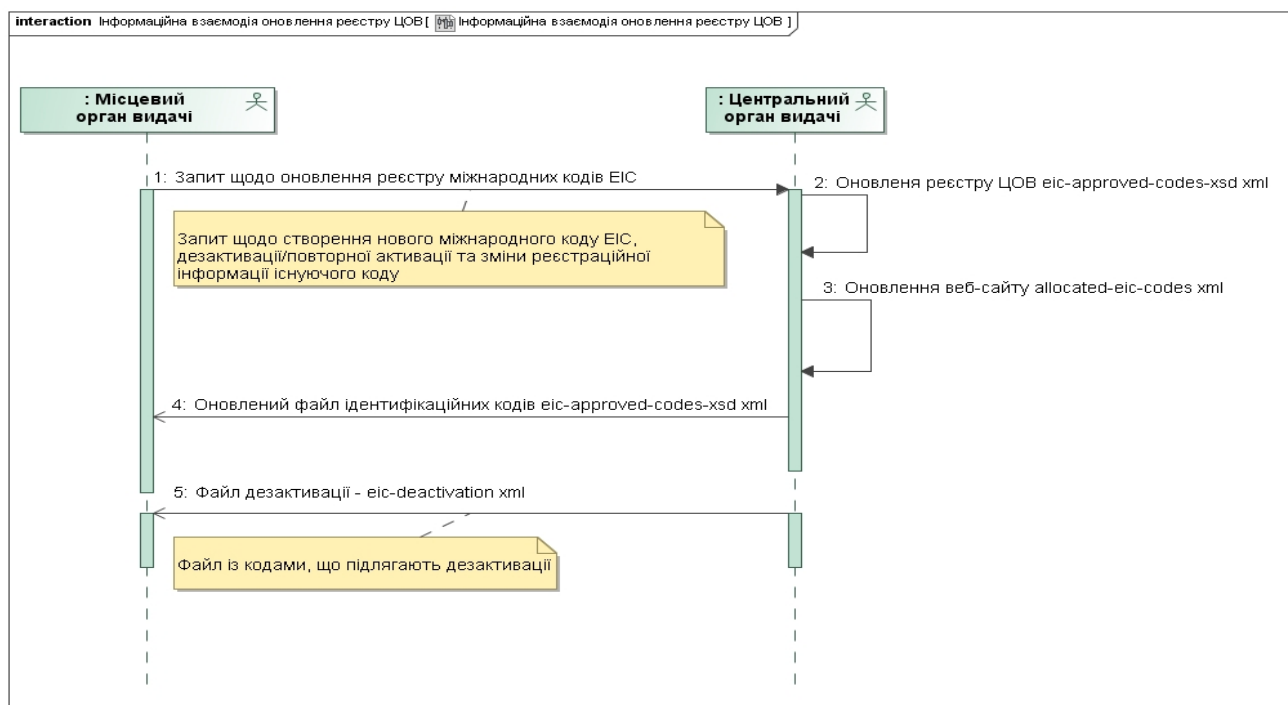


Рис. В.3.6. Діаграма послідовності дій оновлення реєстру міжнародних ідентифікаційних кодів

Запит МОВ щодо оновлення центрального реєстру ідентифікаційних кодів ЕІС може здійснюватись двома способами. По-перше шляхом використання затвердженої ЕІС форми оновлення, що надається всім МОВ. Вміст оновлення завжди містить одиничний запит ЕІС, що прикріплюється до електронного листа. По-друге шляхом використання визначеного програмного забезпечення, яке з'єднує декілька запитів разом в єдиний документ, відповідно до схеми запиту та передає документ в прикріпленому файлі до листа електронної пошти.

Розроблені рольові моделі та бізнес-процеси ідентифікації суб'єктів та об'єктів ринку електроенергії, яка практично використані в ДП «Енергоринок» при

розробці правил ідентифікації учасників ринку електроенергії України та створенні сайту місцевого органу видачі кодів в Україні (рис. В.3.7.), які наразі відповідають вимогам ENTSO-E EIC Code implementation guide.

Рис.В.3.7. Сайт місцевого органу видачі кодів ENTSO-E EIC Code в Україні

Таким чином запровадження єдиної системи ідентифікації для ринку електроенергії України буде сприяти створенню єдиного інформаційного середовища для обміну даними між учасниками ринку електроенергії. Розроблені моделі інформаційної взаємодії при ідентифікації учасників ринку електричної енергії України відповідно до вимог ENTSO-E виконано з врахуванням вимог діючих нормативних документів з питань функціонування автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в ОРЕ та передбачено його адаптованість для застосування в ринку двосторонніх договорів та балансуючому ринку України.

ДОДАТОК Г

Методи конкурентного відбору постачальників та визначення плати за фактичне надання допоміжних послуг з регулювання частоти на основі цінових заявок

Г.1 Математичний апарат для визначення плати за фактичне надання допоміжних послуг з регулювання частоти на основі цінових заявок

Конкурентний відбір із надання допоміжної послуги на регулювання частоти може бути реалізовано на основі проведення одностороннього аукціону щодо купівлі СО необхідного обсягу активної потужності для регулювання частоти в електроенергетичній системі. На відміну від аукціонів покупки-продажу активної потужності, для ДП необхідно спрогнозувати обсяги, необхідні для регулювання балансу активної потужності і, як наслідок, частоти мережі. Участь в аукціоні беруть всі цінові заявки на продаж потужності для регулювання. В результаті аукціону відбираються заявки оптимальні по ціні, а також по обсягу можливості виробництва активної потужності з метою регулювання частоти.

Основною метою проведення аукціону є отримання учасниками ринку ДП додаткових прибутків від торгівлі потужністю для цілей регулювання частоти. Участь і перемога в аукціоні дозволяє виробникам отримати “гарантоване замовлення” на надання такої послуги.

З економічної точки зору основним критерієм аукціону є досягнення максимуму прибутку при визначенні рівноважної ціни, що відповідає точці перетину кривих попиту та пропозиції. Так, рівноважна ціна C_P є ціною, при якій величини попиту та пропозиції є чисельно рівними. Тобто по ціні C_P виробники готові запропонувати рівно стільки товару, скільки покупці готові купити. При цьому рівноважним обсягом (V_P) є величина, при якій співпадають величина попиту та пропозиції рівноважної ціни.

У випадку одностороннього аукціону функція нееластичного попиту на потужність (сумарне прогнозоване значення необхідного резерву потужності – P_{Σ}) представляється прямою, що є паралельною осі ординат. Це обумовлюється тим, що при проведенні одностороннього аукціону виконується аналіз лише цінових заявок від електростанцій.

Математично задачу одностороннього аукціону можна описати наступним чином:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n C_{Bi} \times P_{Bi} \rightarrow \min, i = \{1, 2, \dots, n\} \\ \sum_{i=1}^n P_{Bi} - P_{\Sigma} \rightarrow \min, i = \{1, 2, \dots, n\} \end{cases}$$

де: C_{Bi} , P_{Bi} – відповідно питома ціна та заявлена потужність в i -ій пропозиції електростанції;

P_{Σ} – сумарне прогнозоване значення необхідного резерву потужності .

Як видно, формально односторонній аукціон подається задачею лінійної оптимізації за критерієм мінімізації вартості купленої на аукціоні активної потужності при мінімізації дисбалансу потужностей між сумарним виробництвом та сумарним споживанням. Відносна простота та «сепарабельність» цільової функції дозволяють досить просто розв'язувати поставлену задачу за допомогою математичних методів цілочислового програмування. Забезпечення коректного розв'язання поставленої задачі в загальному випадку досягається шляхом введення у цільову функцію критерію мінімізації дисбалансу між виробництвом та споживанням електричної енергії.

Слід відзначити, що величина потужності на завантаження та розвантаження для регулювання частоти обмежується внутрішніми контурами трапеції (рисунк Г.1).

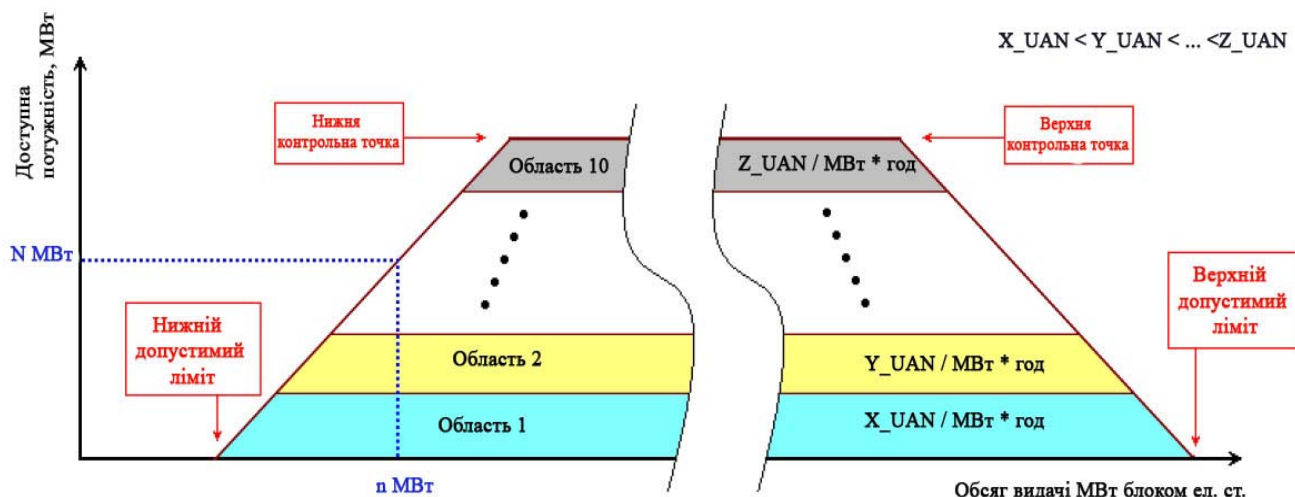


Рисунок Г.1

На рисунку В.1 вісь ординат характеризує обсяг послуги з регулювання частоти (доступний резерв потужності – $N (P_{Vi})$), який може бути наданий при відповідному завантаженні блока електростанції (вісь X). Працюючи з початковою величиною завантаження n МВт (трапеція справа на рисунку В.1) блок може надати послугу з регулювання частоти величиною N МВт. Ціна на ринку ДП з регулювання частоти в залежності від величини генерованого обсягу активної потужності визначається по горизонтальним областям, що фактично представляють цінові пропозиції на аукціоні (C_{Vi}).

Заявки /пропозиції на регулювання частоти мають подаватися по правилам, що є аналогічними при подачі цінових заявок/пропозицій на балансуєчому ринку та біржі електроенергії:

- заявки / пропозиції повинні складатися з більш ніж 10 областей доступної для регулювання потужності генератора;
- області цін повинні монотонно зростати;
- допустимі області, що містять обмеження і контрольні точки, мають бути опрацьовані за правилами, що схожі на правила оброблення пропозицій на балансуєчому ринку.

Якщо електростанція при своїй роботі знаходиться між допустимим обмеженням і відповідною контрольною точкою, то вона може бути направлена до електроенергетичного ринку із відповідною заявкою для отримання більшого обсягу послуг регулювання частоти. Наприклад, якщо генератор знаходиться між точкою верхнього допустимого ліміту і верхньою контрольною точкою, то калькуляція цін та розподіл ресурсу має «стримувати» електростанцію від отримання на РДДБ більшого обсягу послуги регулювання частоти за рахунок введення найнижчої абсолютної ціни.

Слід зазначити, що сьогодні в Україні з практичної точки зору відсутні передумови впровадження конкурентного відбору постачальників ДП. Тому наведений підхід може бути використано виключно при створенні конкурентного середовища за рахунок модернізації обладнання електростанцій та покращення їх технологічних параметрів з метою надання допоміжних послуг з регулювання частоти.

Розглянемо способи визначення плати за готовність або фактичне надання ДП з нормативного первинного регулювання частоти (НПРЧ) для виробників електроенергії, що працюють за ціновими заявками для існуючої сьогодні моделі оптового ринку електричної енергії.

При наданні послуги НПРЧ потужність енергоблоку коливається відносно заданого робочого рівня завантаження в межах $\pm 5\%$ від встановленої потужності. При цьому вважається, що в загальному випадку для лінійної моделі витрат відхилення від робочого рівня завантаження як в сторону завантаження, так і в сторону розвантаження взаємно компенсують одне одного. Тобто, з плином часу середнє значення навантаження енергоблоку становить P_p ($P_{\text{бp}}^{\text{д}}$) – планова робоча потужність. Таким чином при здійсненні регулювання відносно планового режиму завантаження генератора P_p додаткові витрати не виникають.

Для виробників електричної енергії, що працюють за ціновими заявками, з метою більш точного розрахунку вартості ДП з НПРЧ слід враховувати обсяги

фактично наданої послуги на основі вимірів фактичних відхилень навантаження генератора “вгору або вниз” відповідно до цінової заявки. В цьому випадку замість встановленого обсягу резерву $P_{РЕЗ}$ необхідно використовувати різницю між фактичною потужністю навантаження енергоблоку та його плановим рівнем навантаження генератора:

$$P_{РЕЗн} = P_{бр(i)}^{\Phi} - P_{бр(i)}^{\Delta}.$$

Перевагою цього підходу є нарахування плати за фактично надану послугу, однак практична реалізація потребує фіксації та збереження статистики по фактичним рівням активної потужності для кожного енергоагрегату електростанції.

Інший спосіб визначення плати електростанціям за фактичне надання послуги з НІРЧ може бути реалізований на основі вимірів фактичного відхилення частоти відповідно до характеристики статизму та цінової заявки електростанції (рисунок Г.2).

Згідно з графічною залежністю, наведеною на рисунку В.2, плата за НІРЧ розраховується за формулою:

$$P_{ВП} = \sum_{i=1}^N \left((\Delta f_i)^2 \cdot \frac{(\tan \alpha)^2}{\tan \psi} \cdot T_i \right),$$

де: Δf_i – фактичне відхилення частоти, Гц;

$\tan \alpha$ – функція кута нахилу характеристики статизму генератора (рис. Д.2), МВт/Гц;

$\tan \psi$ – функція кута нахилу цінової заявки та заявки робочої потужності (рис. Д.2), грн./ (МВт²·год);

T_i – період часу, протягом якого відбувалося відхилення частоти Δf , год.;

$i = 1, \dots, N$ – нумератор інтервалів часу протягом розрахункового періоду, коли виробник електроенергії надавав послугу НПРЧ.

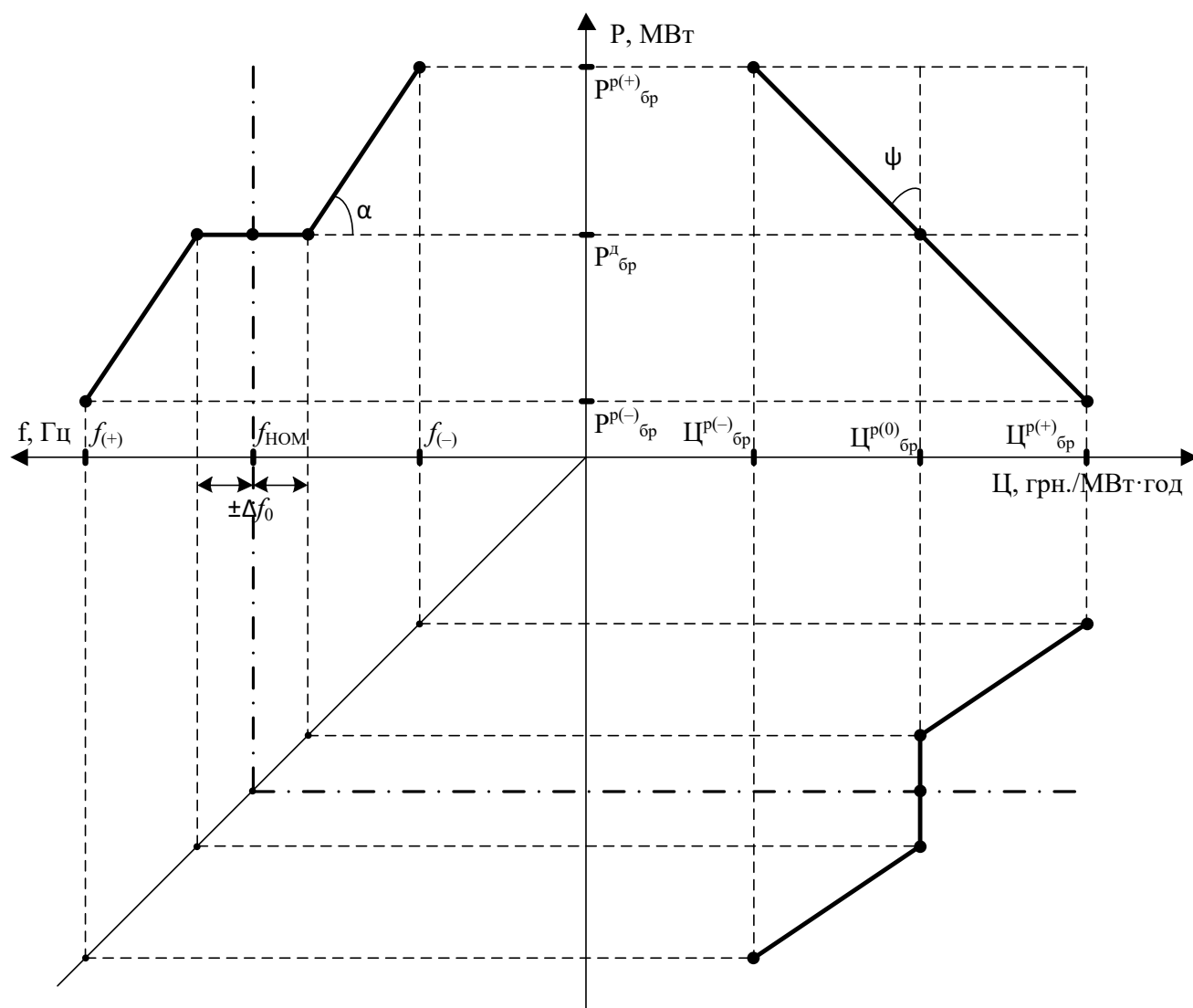


Рисунок Г.2

Чисельно функція кута нахилу характеристики статизму генератора розраховується як відношення обсягу зміни навантаження енергоблоку (5% від номінальної потужності) до різниці між частотою, при якій розпочинається регулювання, та частотою, що відповідає відхиленню навантаження енергоблоку в 5% від номінальної потужності.

Перевагою цього підходу також є нарахування за фактично надану послугу, однак необхідним є фіксації та збереження статистики по фактичному відхиленню

частоти, причому у порівнянні з попереднім випадком така фіксація має бути централізована.

Щодо автоматичного вторинного регулювання частоти та активної потужності (АВРЧП) слід зазначити, що враховуючи досить широкий діапазон регулювання потужності при наданні цієї ДП, при здійсненні АВРЧП необхідно виділяти дві складові на основі яких має визначатися плата за ці ДП, а саме: регулювання частоти за рахунок «розвантаження» та за рахунок «завантаження» генератора. Це обумовлюється наявністю несиметричного діапазону регулювання на відміну від НІРЧ. Перша складова може бути розрахована як плата за готовність аналогічно викладеному вище підходу. Тобто плата за “розвантаження” (зменшення навантаження генератора) передбачає компенсацію втраченої вигоди внаслідок зменшення виробництва електроенергії при наданні послуги АВРЧП.

Плата за регулювання “вгору” (збільшення навантаження генератора) при наданні послуги АВРЧП передбачає компенсацію додаткових витрат, пов’язаних з різницею вартості виробництва електроенергії в режимах з різними рівнями завантаження енергоблоку у виробників, що працюють за нерегульованими тарифами, і може нараховуватися кількома способами.

Першим способом є визначення плати на основі вимірів фактичних відхилень рівня навантаження («завантаження») при наданні послуги АВРЧП відповідно до цінової заявки, що розраховується за формулою:

$$P_{\text{ВП+}} = \sum_{i=1}^N \left(P_{\text{бр}(i)}^{\Phi} - P_{\text{бр}(i)}^{\Delta} \right) \cdot \left(C_{\text{бр}(i)}^{p(\Phi)} - C_{\text{бр}(i)}^{p(0)} \right) \cdot T_i ,$$

де: $P_{\text{бр}(i)}^{p(\Phi)}$ – рівень потужності навантаження енергоблоку при відхиленнях “вгору” від планового рівня в процесі надання послуги АВРЧП, МВт;

$P_{\text{бр}(i)}^{\Delta}$ – плановий рівень навантаження енергоблоку, МВт;

$\Pi_{\text{бр}(i)}^{p(\Phi)}$ – ціна блоку при роботі генератора з навантаженням $P_{\text{бр}(i)}^{\Phi}$, грн./МВт·год.;

$\Pi_{\text{бр}(i)}^{p(0)}$ – ціна блоку при роботі генератора з плановим (робочим) навантаженням $P_{\text{бр}(i)}^D$, грн./МВт·год.;

T_i – період часу, протягом якого енергоагрегат перебував у стані фактичного відхилення від робочого режиму, год.;

$i = 1, \dots, N$ – нумератор інтервалів часу протягом розрахункового періоду, коли виробник електроенергії перебував у стані фактичного відхилення від робочого режиму.

Наведений спосіб дозволяє визначати платежі за фактичну зміну потужності генератора на основі вимірів фактичних відхилень рівня навантаження при наданні послуги АВРЧП відповідно до цінової заявки. Для його забезпечення необхідно забезпечити фіксацію, збереження та аналіз статистичних даних по фактичним рівням виробництва активної потужності для кожного енергоагрегату електростанції.

Другий спосіб ґрунтується на визначенні часу надання послуги відповідно до часової характеристики завантаження та цінової заявки генератора (рисунк Г.3).

Згідно з графічною залежністю, наведеною на рисунку Г.3, плата за «завантаження» при наданні послуг з АВРЧП розраховується за формулою:

$$\Pi_{\text{ВП}+} = \sum_{i=1}^N \left((\Delta t_i)^3 \cdot \frac{(\tan \alpha)^2}{\tan \psi} \right)$$

де: Δt_i – фактичний час надання послуги АВРЧП, год.;

$\tan \alpha$ – функція відношення зміни рівня навантаження енергоагрегату до часу надання послуги АВЧРП (рисунк Г.3), МВт/год.;

ψ – функція відношення зміни рівня навантаження енергоагрегату до зміни ціни блоку при цих рівнях навантаження (рисунк Г.3), МВт/(грн./МВт·год.);

$i = 1, \dots, N$ – нумератор інтервалів часу протягом розрахункового періоду, коли виробник електроенергії надавав послугу АВРЧП.

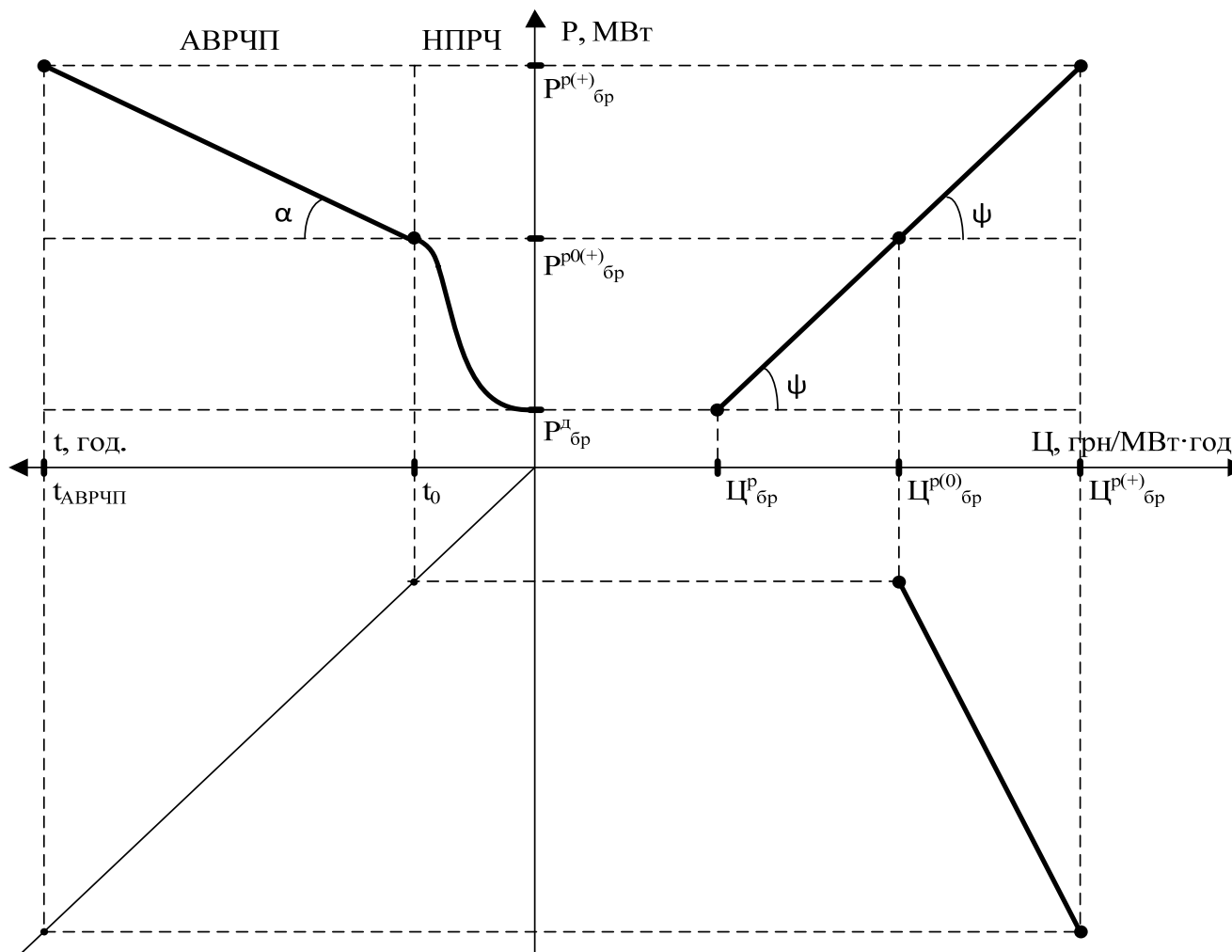


Рисунок Г.3

Перевагою наведеного способу є централізовані розрахунки часу фактичного надання послуги АВРЧП, однак необхідним є вимірювання фактичного часу відновлення номінальної частоти відповідно до часової характеристики завантаження генератора та його цінової заявки.

З метою апробації розроблених методів розрахунку вартості ДП створені відповідні моделі. Розробка моделей здійснювалась з урахуванням наступних принципів: мінімізація інформаційного шуму; можливість зміни правил ціноутворення; простота переносу результатів моделювання до інших програмних засобів.

Моделі реалізовано у вигляді електронних таблиць Microsoft Excel, для яких характерні гнучкість імпорту-експорту даних та розвинутий інтерфейс редагування

правил розрахунків тарифів на Допоміжні Послуги. Для мінімізації інформаційного шуму моделі кожного окремого виду Допоміжної Послуги реалізовано в окремих файлах. Додатково в межах однієї моделі розрахунки для електростанцій різних типів рознесено в окремі листи. Для наочності поля вводу вхідних даних оформлено на синьому фоні, а поля відображення результатів розрахунків – на помаранчевому фоні.

Дані моделей структуровані відповідно до наступної класифікації:

1) Системні параметри – інформація загального призначення, числові дані якої не прив'язані безпосередньо до електростанцій конкретного типу (рівень рентабельності на капітальні інвестиції, значення середньовагових граничних цін, оптова ринкова ціна відпуску електроенергії та інші).

2) Загальностанційні параметри – окремо економічні та технічні – інформація про характеристики обладнання, яке використовується спільно кількома або всіма енергоблоками електростанції.

3) Параметри генератора – інформація, додатково згрупована за такою класифікацією: технічна інформація, економічна інформація, статистика за попередні етапи роботи енергоагрегату, планові показники на розрахунковий період, інформація про цінову заявку та інші.

Г.2 Приклади розрахункових моделей для визначення вартості допоміжних послуг для електростанцій різних типів

Модель розрахунків тарифу на первинне регулювання частоти та активної потужності для ТЕС відображена на рисунку Г.4, а на вторинне регулювання частоти та активної потужності для ТЕС – на рисунку Г.5. Модель розрахунків тарифу на регулювання напруги та реактивної потужності для АЕС відображена на рисунку Г.6. Додатково розроблено комплексну інформаційно-розрахункову модель на надання різних Допоміжних Послуг енергоблоками електростанцій. Фрагмент цієї моделі наведено на рисунку Г.7.

C50		$f_x = C22 * C24$	
A	B		C
27	3.3.4.	середнє значення навантаження енергоагрегату електростанції в періоди доби START-END (МВт)	300
28	3.3.5.	середнє значення навантаження енергоагрегату електростанції в періоди доби END-START (МВт)	216
29	3.4.	Цінова заявка	
30	3.4.1.	Питомі витрати палива на виробництво електричної енергії при мінімальній опорній потужності P1 (г/кВт•год.)	382,28
31	3.4.2.	Мінімальна опорна потужність енергоагрегату електростанції (МВт)	140
32	3.4.3.	Питомі витрати палива на виробництво електричної енергії при максимальній опорній потужності P2 (г/кВт•год.)	355,94
33	3.4.4.	Максимальна опорна потужність енергоагрегату електростанції (МВт)	300
34	3.4.5.	витрати палива енергоагрегату електростанції при P1 (т/год)	53,5192
35	3.4.6.	витрати палива енергоагрегату електростанції при P2 (т/год)	106,782
36	3.4.7.	витрати на виробництво електроенергії при роботі енергоагрегату електростанції з навантаженням, що відповідає мінімальній опорній потужності (грн./МВт•год)	285,40€
37	3.4.8.	Прирощені витрати палива енергоагрегату електростанції (т/МВт•год.)	0,3328925
38	3.4.9.	Прирощена ціна блоку електростанції (грн./МВт•год)	248,53€
39	3.5.	Розрахункові показники	
40	3.5.1.	планові витрати, приведені до i-го енергоагрегату електростанції, на загальні станційні капітальні вкладення, пов'язані з необхідністю підготовки обладнання до участі в ПРЧП, а також планові витрати на модернізацію обладнання та впровадження необхідних автоматизованих систем управління (грн.)	38 260,87€
41	3.5.2.	приведені до i-го енергоагрегату електростанції річні загальні станційні витрати на сервісне обслуговування обладнання, що використовується кількома чи всіма енергоагрегатами електростанції для надання ДП ПРЧП (грн.)	26 782,61€
42	3.5.3.	витрати на капітальні вкладення i-го енергоагрегату електростанції, пов'язані з необхідністю підготовки обладнання до участі в ПРЧП (грн.)	55 000,00€
43	3.5.4.	щорічні витрати на сервісне обслуговування i-го енергоагрегату електростанції (грн.)	66 000,00€
44	3.5.5.	ціна стану готовності i-го енергоагрегату електростанції до надання ДП ПРЧП в періоди доби START-END (грн./МВт•год)	93,47€
45	3.5.6.	ціна стану готовності енергоагрегату електростанції до надання ДП ПРЧП відповідно в періоди доби END-START (грн./МВт•год)	13,53€
46	3.5.7.	витрати на стан готовності до надання послуги з ПРЧП на прогнозний період (грн)	16 584 000,00€
47	3.5.8.	питомі втрати від зниження ефективності роботи генеруючого обладнання i-го енергоагрегату електростанції при наданні ДП ПРЧП в періоди доби START-END (грн./МВт•год)	19,17€
48	3.5.9.	питомі втрати від зниження ефективності роботи генеруючого обладнання i-го енергоагрегату електростанції при наданні ДП ПРЧП в періоди доби END-START (грн./МВт•год)	29,50€
49	3.5.10.	витрати, що виникають внаслідок зниження ефективності роботи генеруючого обладнання i-го енергоагрегату електростанції при утримуванні резерву пара перед турбіною (грн)	1 321 482,44€
50	3.5.11.	плановий річний обсяг резерву ПРЧП на завантаження для i-го енергоагрегату електростанції (МВт•год)	56000
52	4.	Платежі	
53	4.1.	планові річні витрати на модернізацію обладнання i-го енергоагрегату електростанції з метою надання та забезпечення готовності до надання ДП ПРЧП (грн)	18 161 525,91€
55	5.	Тариф	
56	5.1.	Тариф за надання ДП в частині ПРЧП для i-го енергоагрегату електростанції (грн./МВт•год)	324,31€
PRЧП - ТЕС PRЧП - АЕС			

Рисунок Г.4

C51		f_x =ЕСЛИ(C5<C40;C40-C5;0)
A	B	C
30	3.4.2. плановий час роботи i-го енергоагрегату електростанції протягом базового періоду в періоди доби END-START (год.)	1500
31	3.5. Цінова заявка	
32	3.5.1. Питомі витрати палива на виробництво електричної енергії при мінімальній опорній потужності P1 (г/кВт•год.)	382,28
33	3.5.2. Мінімальна опорна потужність енергоагрегату електростанції (МВт)	140
34	3.5.3. Питомі витрати палива на виробництво електричної енергії при максимальній опорній потужності P2 (г/кВт•год.)	355,94
35	3.5.4. Максимальна опорна потужність енергоагрегату електростанції (МВт)	300
36	3.5.5. витрати палива енергоагрегату електростанції при P1 (т/год)	53,5192
37	3.5.6. витрати палива енергоагрегату електростанції при P2 (т/год)	106,782
38	3.5.7. витрати на виробництво електроенергії при роботі енергоагрегату електростанції з навантаженням, що відповідає мінімальній опорній потужності (грн./МВт•год)	285,40€
39	3.5.8. Прирощені витрати палива енергоагрегату електростанції (т/МВт•год.)	0,3328925
40	3.5.9. Прирощена ціна блоку електростанції (грн./МВт•год)	248,53€
41	3.6. Фактичні дані за базовий період	
42	3.6.1. фактична кількість надання i-им енергоагрегатом ДП ВРЧП протягом базового періоду	18 000,00€
43	3.7. Розрахункові показники	
44	3.7.1. планові витрати, приведені до i-го енергоагрегату електростанції, на загальні станційні капітальні вкладення, пов'язані з необхідністю підготовки обладнання до участі в ВРЧП, а також планові витрати на модернізацію обладнання та впровадження необхідних автоматизованих систем управління (грн.)	119 565,22€
45	3.7.2. приведені до i-го енергоагрегату електростанції річні загальні станційні витрати на сервісне обслуговування обладнання, що використовується кількома чи всіма енергоагрегатами електростанції для надання ДП ВРЧП (грн.)	83 695,65€
46	3.7.3. витрати на капітальні вкладення i-го енергоагрегату електростанції, пов'язані з необхідністю підготовки обладнання до участі в ВРЧП (грн.)	55 000,00€
47	3.7.4. умовна кількість циклів повного завантаження та розвантаження турбогенератора протягом базового періоду, додатково здійснених при наданні ДП ВРЧП (циклів/рік)	9000
48	3.7.5. витрати, що виникають внаслідок прискорення зносу енергоагрегатів від надання ДП ВРЧП (грн.)	56 842,11€
49	3.7.6. щорічні витрати на сервісне обслуговування i-го енергоагрегату електростанції (грн.)	122 842,11€
50	3.7.7. ціна стану готовності i-го енергоагрегату електростанції до надання ДП ВРЧП в частині завантаження в періоди доби START-END (грн./МВт•год)	93,47€
51	3.7.8. ціна стану готовності i-го енергоагрегату електростанції до надання ДП ВРЧП в частині розвантаження в періоди доби END-START (грн./МВт•год)	13,53€
52	3.7.9. витрати на стан готовності до надання послуги з ВРЧП на прогностичний період (грн)	4 347 654,41€
53	3.7.10. плановий річний сумарний обсяг резерву ВРЧП на завантаження та розвантаження для i-го енергоагрегату електростанції (МВт•год)	85000
55	4. Платежі	
56	4.1. планові річні витрати на модернізацію обладнання i-го енергоагрегату електростанції з метою надання та забезпечення готовності до надання ДП ВРЧП (грн)	4 798 757,39€
58	5. Тариф	
59	5.1. Тариф за надання ДП в частині ВРЧП для i-го енергоагрегату електростанції (грн./МВт•год)	56,46€

Рисунок Г.5

C33		f_x	=C24+C25+C26+C29
A	B		C
1	№	Найменування	Значення
2	1.	Системні параметри	
3	1.2.	середньовагова гранична ціна системи для базового періоду (грн./МВт•год.)	350,00€
5	2.	Енергоагрегат	
6	2.1.	Економічні показники	
7	2.1.1.	ціна виробництва електричної енергії для i-го енергоагрегату протягом базового періоду (грн./МВт•год)	350,00€
8	2.1.2.	паливна складова собівартості виробництва електричної енергії для i-го енергоагрегату електростанції (грн./МВт•год)	120,00€
9	2.2.	Технічні показники	
10		максимальна потужність енергоагрегату (МВА)	330
11	2.2.1.	номінальна напруга генератора енергоагрегату (кВ)	20
12	2.2.2.	активний опір статора генератора i-го енергоагрегату електростанції (Ом)	0,3
13	2.2.3.	максимальна сила струму збудження при забезпеченні встановленого діапазону регулювання (А)	1400
14	2.2.4.	сила струму збудження при роботі генератора в режимі технологічного мінімуму (А)	1200
15	2.2.5.	число полюсів обмотки ротора в i-го енергоагрегату електростанції	6
16	2.2.6.	активний опір однієї фази обмотки ротора при температурі 75 °C (Ом)	0,3
17	2.2.7.	номінальна потужність трансформатора (МВА)	360
18	2.2.8.	втрати короткого замикання в обмотках трансформатора (МВт)	1,5
19	2.2.9.	максимальне значення генерації чи споживання реактивної потужності у звичайному діапазоні регулювання реактивної потужності (Мвар)	93
20	2.3.	Нормативні показники	
21	2.3.1.	максимальне значення генерації чи споживання реактивної потужності (Мвар)	140
22	2.3.2.	розрахунковий період (год)	1
23	2.4.	Розрахункові показники	
24	2.4.1.	витрати на втрати активної потужності в статорі i-го генератора електростанції, обумовлені генерацією/споживанням реактивної потужності (грн.)	1 715,00€
25	2.4.2.	витрати на втрати активної потужності в роторі i-го генератора електростанції протягом розрахункового періоду, обумовлені генерацією/споживанням реактивної потужності (грн.)	327,60€
26	2.4.3.	вартість втрат активної потужності у підвищувальному трансформаторі i-го енергоагрегату за базовий період, обумовлених генерацією/споживанням реактивної потужності (грн)	0,57€
27	2.4.4.	номінальне значення активної потужності i-го енергоагрегату електростанції, що відповідає межі звичайного неоплачуваного діапазону регулювання реактивної потужності (МВт)	316,62€
28	2.4.5.	розрахункове значення активної потужності i-го енергоагрегату електростанції (МВт)	298,83€
29	2.4.6.	витрати на підтримання діапазону регулювання реактивної потужності при наданні ДП з РНРП (грн.)	4 092,47€
30	2.4.7.	плановий обсяг резерву РНРП для i-го енергоагрегату електростанції на розрахунковий період (Мвар•год)	140
32	3.	Платежі	
33	3.1.	витрати на підготовку та підтримання обладнання i-го енергоагрегату електростанції з метою надання ДП РНРП (грн)	6 135,63€
35	4.	Тариф	
36	4.1.	Тариф за надання ДП в частині РНРП для i-го енергоагрегату електростанції (грн./МВт•год)	43,83€

Рисунок Г.6

C92		$\text{=ЕСЛИ(С30<=С28;0;(КОРЕНЬ(С27*С27-С28*С28))-КОРЕНЬ(С27*С27-С28))}$
A	B	C
69 3.5.4.	Спожита у базовому періоді електроенергія при наданні ДП РСК (0 за відсутності даних лічильника електроенергії) (МВт*год)	0
70 3.5.5.	Фактичний відпуск реактивної складової електроенергії при наданні ДП РСК протягом базового періоду(Мвар*год.)	1000
71 3.5.6.	Сумарний час роботи в режимі СК (год./рік)	1000
72 3.6.	Розрахункові показники режиму СК	
73 3.6.1.	Навантаження системи збудження в режимі СК (МВт)	0,03
74 3.6.2.	Навантаження власних потреб в режимі СК (МВт)	0,4
75 3.6.3.	Навантаження обертальних потужностей (МВт)	0,8
76 3.6.4.	Втрати потужності в мережі електростанції при роботі енергоагрегату в режимі СК (МВт)	3,1060516
77 3.6.5.	Обсяг резерву реактивної потужності енергоагрегату при наданні ДП РСК (Мвар)	21
79 4.	Платежі	
80 4.1.	Капітальна складова	
81 4.1.1.	Повернення інвестицій системи регулювання частоти (грн/рік)	36 400,00₴
82 4.1.2.	Компенсація обслуговування системи регулювання частоти (грн/рік)	3 640,00₴
83 4.1.3.	Компенсація підвищення зносу системи регулювання частоти(грн/рік)	3 000,00₴
84 4.1.4.	Повернення інвестицій системи АПБ (грн/рік)	36 960,00₴
85 4.1.5.	Компенсація обслуговування системи АПБ (грн/рік)	6 720,00₴
86 4.2.	ВРЧП	
87 4.2.1.	Платіж за готовність (грн/рік)	3 000 000,00₴
88 4.3.	РНРП	
89 4.3.1.	Витрати на втрати електроенергії в статорі (грн.)	7 575,76₴
90 4.3.2.	Витрати на втрати електроенергії в роторі (грн.)	4,40₴
91 4.3.3.	Витрати на втрати електроенергії в трансформаторі (грн.)	0,36₴
92 4.3.4.	Витрати на діапазон РНРП (грн.)	64 759,51₴
93 4.4.	Режим СК	
94 4.4.1.	Витрати на забезпечення режиму СК (грн.)	216 802,58₴
95 4.5.	Сумарні платежі	
96 4.5.1.	За ВРЧП (грн/рік)	3 043 040,00₴
97 4.5.2.	Реактив (грн/рік)	72 340,03₴
98 4.5.3.	Режим СК (грн/рік)	216 802,58₴
99 4.5.4.	АПБ (грн/рік)	123 680,00₴
101 5.	Тариф	
102 5.1.	За ВРЧП (грн/МВт*год)	50,72₴
103 5.2.	Реактив (грн/Мвар*год)	2,01₴
104 5.3.	Режим СК (грн/Мвар*год)	10,32₴
105 5.4.	АПБ (грн/МВт*год)	1,03₴

Рисунок Г.7

ДОДАТОК Д

Приклад розрахунку потоків електроенергії між ціновими областями методом вирівнювальних потоків

Д.1. Опис тестового прикладу

Для верифікації розробленого методу виконано перевірочний розрахунок за даними, викладеними в Capacity allocation using the flow-based method (Master of Science thesis by Aurélie Dufour. XR-EE-ES 2007). У цьому джерелі наведені результати моделювання процесу сполучення ринків електроенергії з використанням МАП для тестової схеми з трьох областей А, В і С, які мають обмеження на потік електроенергії по лінії А-В в 50 MW. За результатами розрахунку в у зазначеній публікації отримано ринкову вартість (соціальний добробут ринку) на рівні 5503 €. На рис. Д.1 цього додатку наведено: схема електричної мережі, початкові дані та результати проведеного у першоджерелі розрахунку.

Далі в Додатку наведено результати моделювання процесу сполучення ринків електроенергії з використанням методу вирівнювальних потужностей.

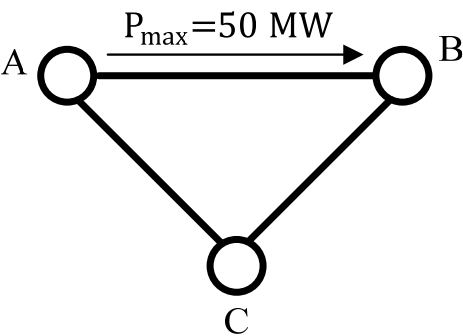
Моделювання здійснено в наступній послідовності.

1. Підготовка даних до розрахунку. На цьому етапі для кожної цінової області сформовано функції попиту, пропозиції та відповідні їм функції ФЧЕ.

2. Моделювання ізолюваних торгів. На цьому етапі розрахунків для кожної цінової області здійснено моделювання двостороннього аукціону. За результатами моделювання отримано граничні ціни по кожній ціновій області та сумарне для всіх трьох областей значення ринкової вартості.

Для наочності найбільш важливі результати моделювання подано у вигляді графічних ілюстрацій.

Схема електричних з'єднань ринків електроенергії:



Цінові заявки та пропозиції, подані для участі в торгах:

	Proposed price	Requested quantity		Proposed price	Requested quantity
Achat sur A	12,00 €	25 MW	Vente sur A	7,00 €	50 MW
	10,00 €	200 MW		10,00 €	200 MW
	8,00 €	1 000 MW		20,00 €	400 MW
Achat sur B	40,00 €	25 MW	Vente sur B	19,00 €	50 MW
	29,00 €	200 MW		29,00 €	200 MW
	12,00 €	1 000 MW		40,00 €	400 MW
Achat sur C	45,00 €	50 MW	Vente sur C	25,00 €	25 MW
	36,00 €	200 MW		37,00 €	150 MW
	10,00 €	500 MW		45,00 €	200 MW

Результати розрахунків:

	Proposed price	Requested quantity	Accepted quantity		Proposed price	Requested quantity	Accepted quantity	
Buying on A	12,00 €	25 MW	25 MW	Selling on A	7,00 €	50 MW	50 MW	0 MW Refused bids
	10,00 €	200 MW	0 MW		10,00 €	200 MW	128 MW	
	8,00 €	1 000 MW	0 MW		20,00 €	400 MW	0 MW	
	Tot. quant.		25 MW		Tot. quant.		178 MW	
marg. Price		10,00 €	balance A					
		153 MW						
Buying on B	40,00 €	25 MW	25 MW	Selling on B	19,00 €	50 MW	50 MW	75 MW Marginal bids
	29,00 €	200 MW	50 MW		29,00 €	200 MW	0 MW	
	12,00 €	1 000 MW	0 MW		40,00 €	400 MW	0 MW	
	Tot. quant.		75 MW		Tot. quant.		50 MW	
marg. Price		29,00 €	balance B					
		-25 MW						
Buying on C	45,00 €	50 MW	50 MW	Selling on C	25,00 €	25 MW	25 MW	100 MW Accepted bids
	36,00 €	200 MW	103 MW		37,00 €	150 MW	0 MW	
	10,00 €	500 MW	0 MW		45,00 €	200 MW	0 MW	
	Tot. quant.		153 MW		Tot. quant.		25 MW	
marg. Price		36,00 €	balance C					
		-128 MW						
		Exch _{A→B}	25 MW					
		Exch _{A→C}	128 MW					
		Exch _{B→C}	0 MW					
Market value		5 503,00 €						

Рис. Д.1. Приклад сполучення ринків електроенергії шляхом використання МАП.

Д.2. Підготовка даних для розрахунку

На етапі підготовки даних до розрахунку формуються графіки ФЧЕ для кожної цінової області. Повний перелік поданих для участі в торгах цінових заявок та пропозицій для всіх цінових областей зведено до таблиці Д.1.

Таблиця Д.1

Цінові заявки та пропозиції

Область	Купівля		Продаж	
	Ціна(€)	Обсяг(MW)	Ціна(€)	Обсяг(MW)
А	12	25	7	50
	10	200	10	200
	8	1000	20	400
В	40	25	19	50
	29	200	29	200
	12	1000	40	400
С	45	50	25	25
	36	200	37	150
	10	500	45	200

На рис. Д.2 наведено ілюстрацію функцій попиту та пропозиції електроенергії (рис. Д.2,а) та графік ФЧЕ (рис. Д.2,б) для цінової області А. Функцію ФЧЕ цієї області подано у формі числового ряду, значення якого зведено до таблиці Д.2.

Таблиця Д.2.

Числовий ряд ФЧЕ цінової області А.

Ціна(€)	Межі обміну (MW)	
8	-1175	-175
10	-175	225
12	225	250
20	250	650

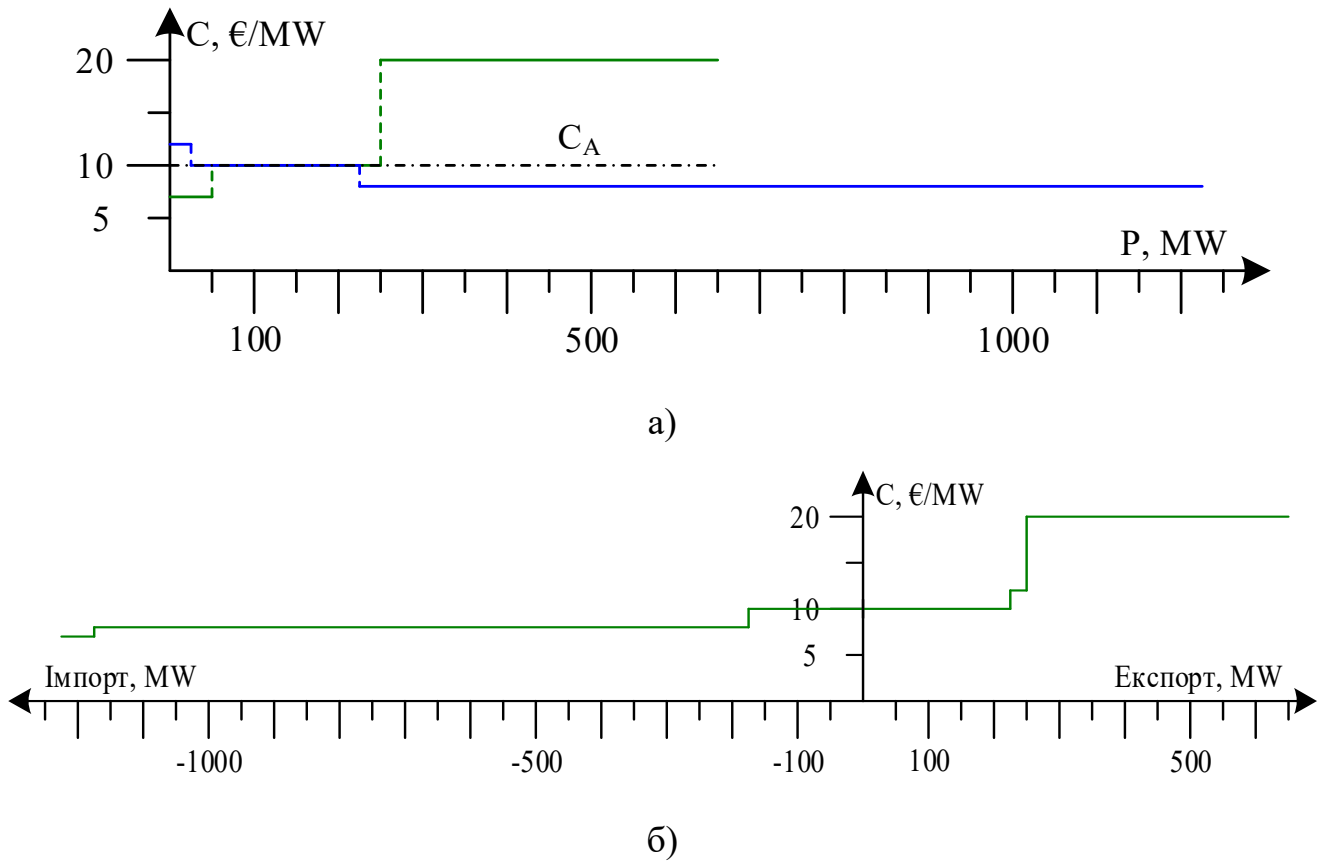


Рис. Д.2. Графіки попиту, пропозиції та ФЧЕ цінової області А

На рис. Д.3 наведено ілюстрацію функцій попиту та пропозиції електроенергії (рис. Д.3,а) та графік ФЧЕ (рис. Д.3,б) для цінової області В. Функцію ФЧЕ цієї області подано у формі числового ряду, значення якого зведено до таблиці Д.3.

Таблиця Д.3

Числовий ряд ФЧЕ цінової області В.

Ціна(€)	Межі обміну (MW)	
12	-1250	-225
19	-225	-175
29	-175	225
40	225	650

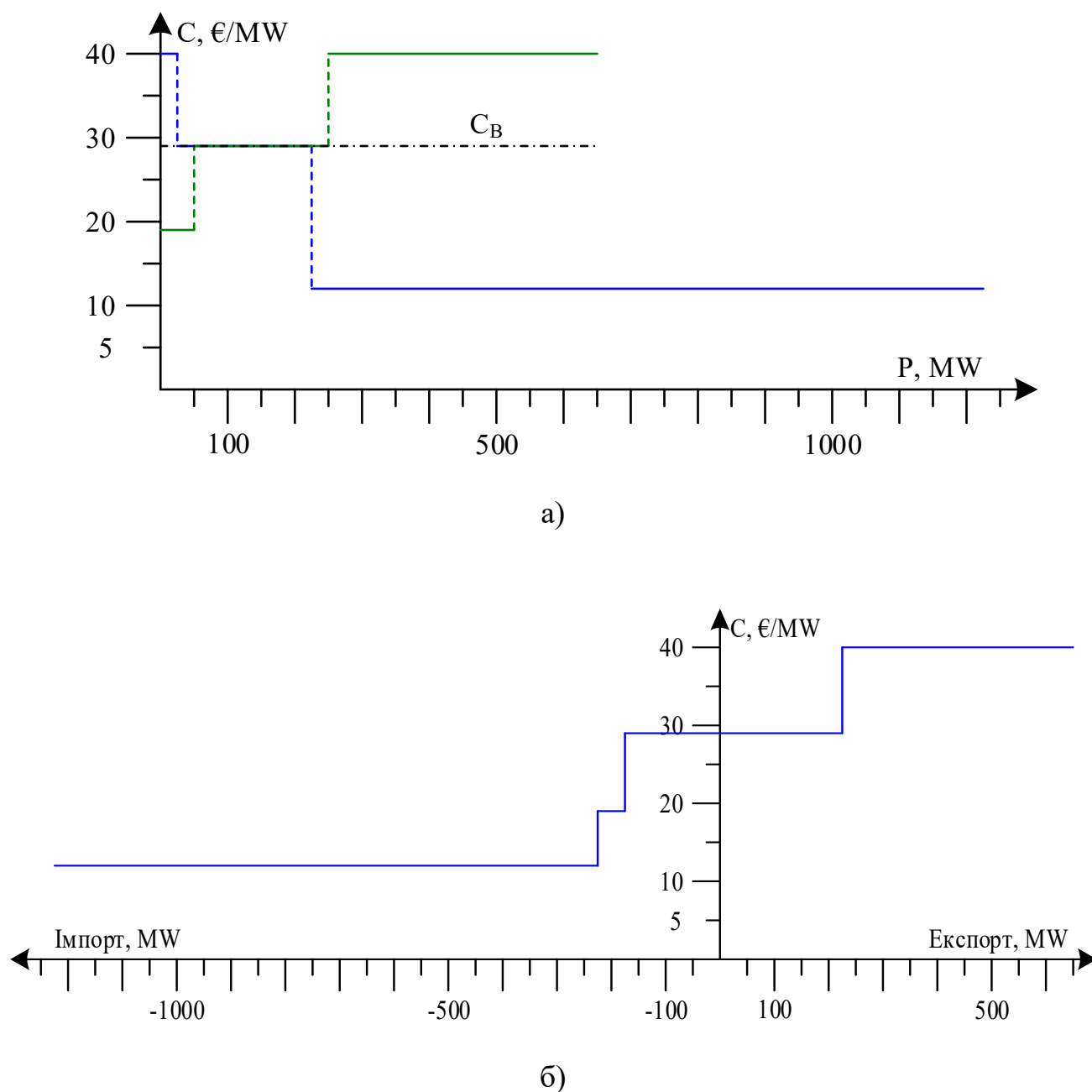
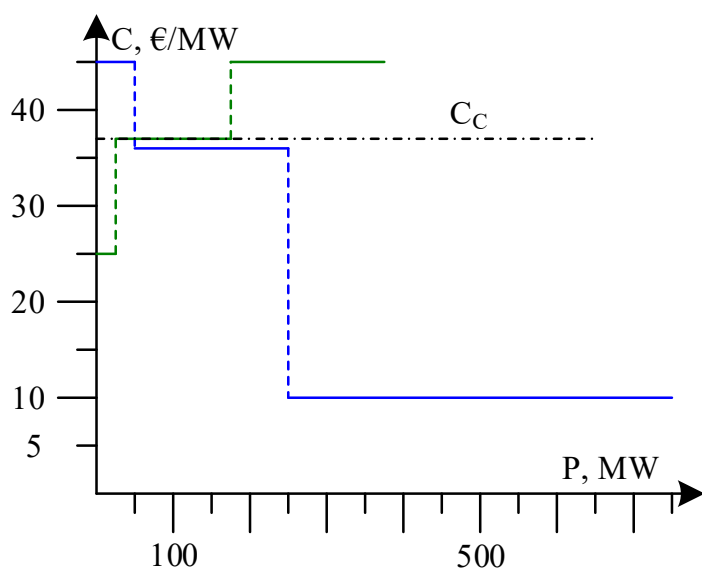


Рис. Д.3. Графіки попиту, пропозиції та ФЧЕ цінової області В

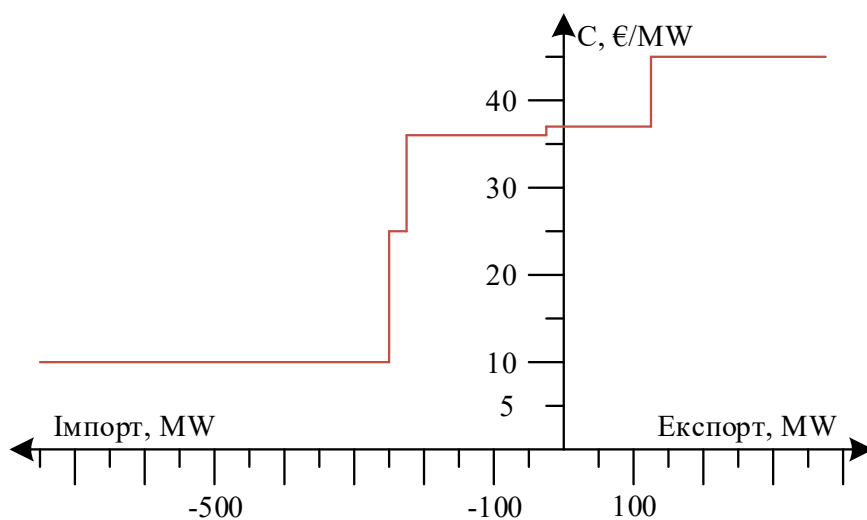
На рис. Д.4 наведено ілюстрацію функцій попиту та пропозиції електроенергії (рис. Д.4,а) та графік ФЧЕ (рис. Д.4,б) для цінової області С. Функцію ФЧЕ цієї області подано у формі числового ряду, значення якого зведено до таблиці Д.4.

Числовий ряд ФЧЕ цінової області С

Ціна(€)	Межі обміну (MW)	
10	-750	-250
25	-250	-225
36	-225	-25
37	-25	125
45	125	375



а)



б)

Рис. Д.4. Графіки попиту, пропозиції та ФЧЕ цінової області В

Д.3. Моделювання ізолюваних торгів

Шляхом моделювання двостороннього аукціону отримано результати ізолюваних торгів по кожній ціновій області, які зведено до таблиці Д.5. Значення граничних цін по кожній з областей наведено в таблиці Д.6.

Таблиця Д.5

Результати ізолюваних торгів по лотам

Область	Купівля			Продаж		
	Ціна (€)	Обсяг (MW)	Прийнято (MW)	Ціна (€)	Обсяг (MW)	Прийнято (MW)
А	12	25	25	7	50	50
	10	200	200	10	200	175
	8	1000	0	20	400	0
В	40	25	25	19	50	50
	29	200	200	29	200	175
	12	1000	0	40	400	0
С	45	50	50	25	25	25
	36	200	0	37	150	25
	10	500	0	45	200	0
Відхилений лот			Прийнятий лот		Ціноутворювальний лот	

Таблиця Д.6

Загальні результати ізолюваних торгів

Область	Гранична ціна (€/MW)	Ринкова вартість (€·MW)
А	10	200
В	29	775
С	37	700
Всього:		1675

Д.4. Ітераційний процес розрахунків вирівнювальних потужностей

1 ІТЕРАЦІЯ.

Значення змінних для кожної з цінових областей на початку 1 ітерації зведено до таблиці Д.7, а для міжсистемних електричних зв'язків – до таблиці Д.8.

Таблиця Д.7

Значення розрахункових змінних по ціновим областям перед ітерацією 1

Область	Ціна(€)	Чиста позиція NP (MW)
A	10	0
B	29	0
C	37	0

Таблиця Д.8

Значення розрахункових змінних по міжсистемним електричним зв'язкам перед ітерацією 1

Гілка	Обмеження (MW)	Потік $V_{\text{гілки}}$ (MW)
A→B	50,8	0
B→C	–	0
A→C	–	0

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці A→B

Оскільки $C_A < C_B$, область A є експортером, а область B – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області B та порівнюємо її з ФЧЕ області A.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.5.

Значення вирівнювальної потужності для гілки A→B становить:

$$\Delta V_{A \rightarrow B} = 250 \text{ MW}.$$

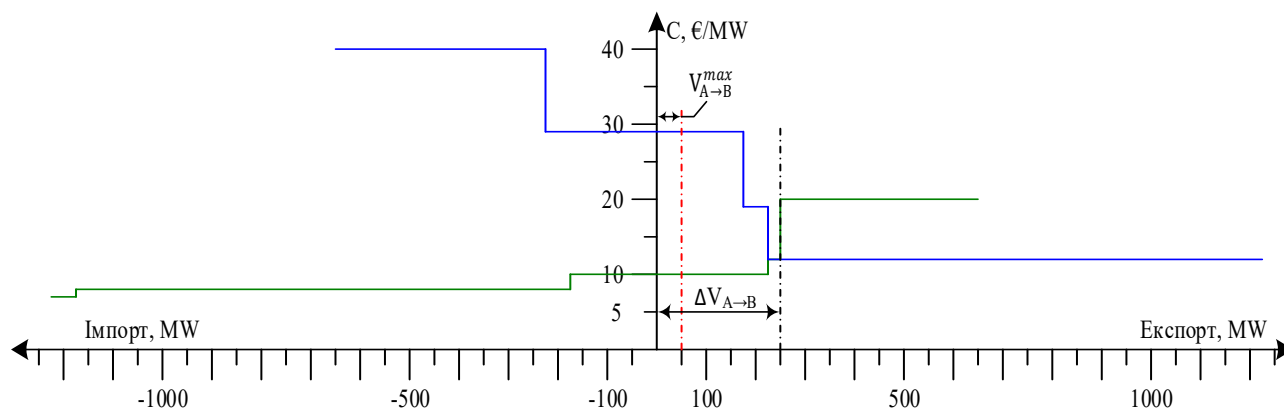


Рис. Д.5. Співвідношення ФЧЕ області А та інвертованої ФЧЕ області В на 1 ітерації

Проте обмеження на потік електроенергії в напрямку від області А до області В становить $V_{A \rightarrow B}^{max} = 50 \text{ MW}$. З урахуванням даного обмеження отримуємо:

$$\Delta V_{A \rightarrow B} = 50 \text{ MW}.$$

Тоді значення потоку гілки А→В становить:

$$V_{A \rightarrow B} = V_{A \rightarrow B} + \Delta V_{A \rightarrow B} = 0 + 50 = 50 \text{ MW}.$$

Коригуємо значення чистої позиції (Net Position) для областей А та В:

$$NP_A = 0 - 50 = -50 \text{ MW}$$

$$NP_B = 0 + 50 = 50 \text{ MW}$$

Коригуємо значення граничних цін в Областях А та В.

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області А ілюструється на рис. Д.6. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з купівлі електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці АВ.

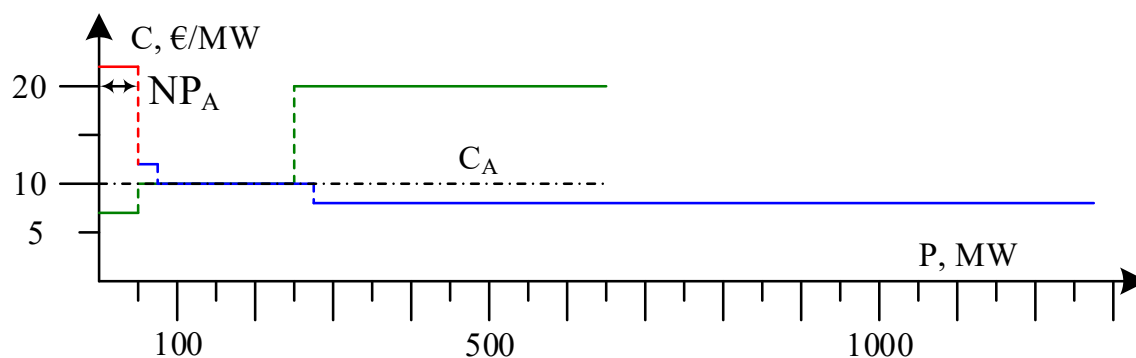


Рис. Д.6. Результати торгів в Області А після розрахунку потоку в гілці АВ на 1 ітерації

Як видно з рис. Д.6, гранична ціна в Області А не змінилася: $C_A=10$ €/MW.

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області В ілюструється на рис. Д.7. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з продажу електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці АВ.

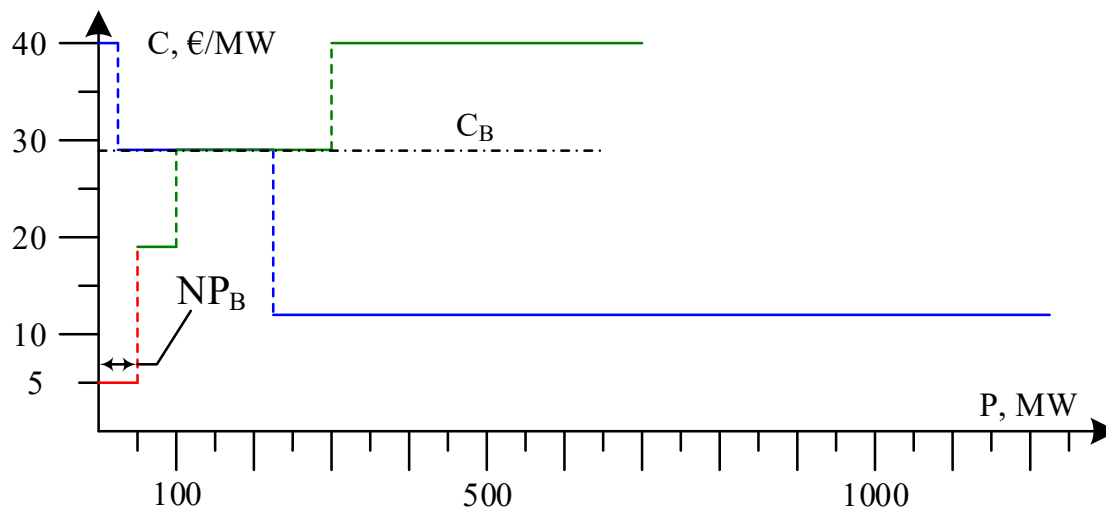


Рис. Д.7. Результати торгів в Області В після розрахунку потоку в гілці АВ на 1 ітерації

Як видно з рис.Д.7, гранична ціна в Області В не змінилася: $C_B=29$ €/MW.

Розрахунок прибутку до значення потоку в гілці $B \rightarrow C$

Оскільки $C_B < C_C$, область В є експортером, а область С – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області С та порівнюємо її з ФЧЕ області В. При цьому враховуємо, що $NP_B = 50 \text{ MW}$ і $NP_C = 0 \text{ MW}$.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.8.

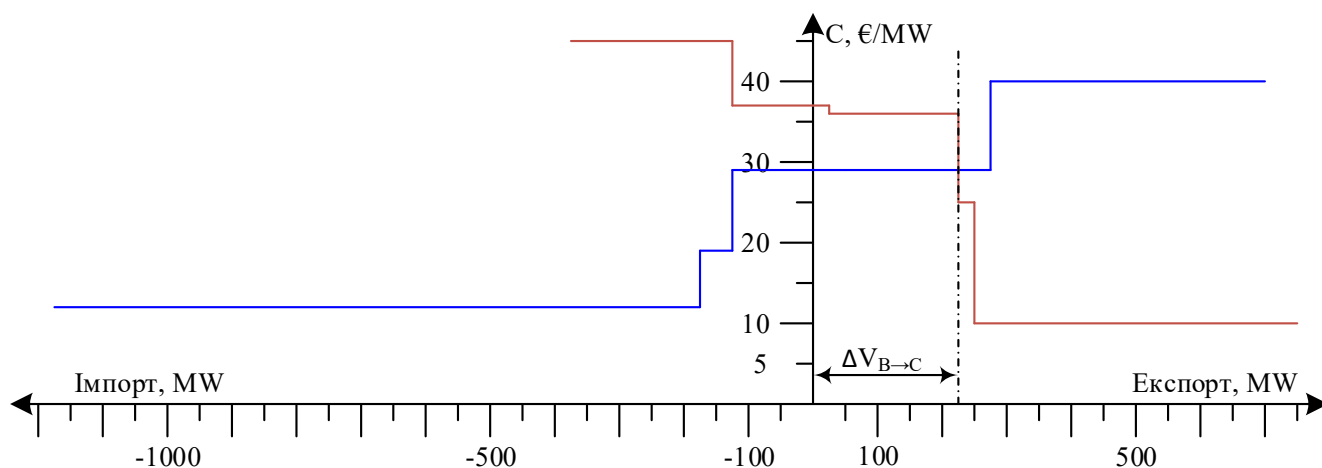


Рис. Д.8. Співвідношення ФЧЕ області В та інвертованої ФЧЕ області С на 1 ітерації

Значення вирівнювальної потужності для гілки В→С становить:

$$\Delta V_{B \rightarrow C} = 225 \text{ MW}.$$

Значення потоку гілки В→С становить:

$$V_{B \rightarrow C} = V_{B \rightarrow C} + \Delta V_{B \rightarrow C} = 0 + 225 = 225 \text{ MW}.$$

Коригуємо значення чистої позиції (Net Position) для областей В та С:

$$NP_B = 50 - 225 = -175 \text{ MW}$$

$$NP_C = 0 + 225 = 225 \text{ MW}$$

Коригуємо значення граничних цін в Областях В та С.

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області В ілюструється на рис. Д.9. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з купівлі електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці ВС.

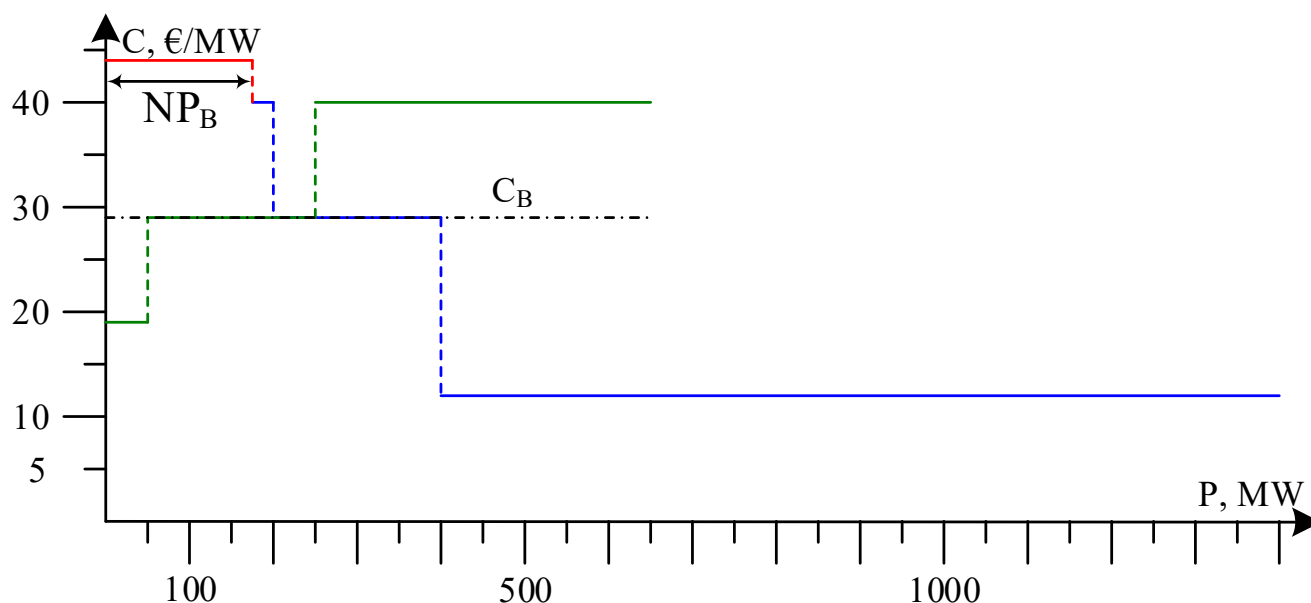


Рис. Д.9. Результати торгів в Області В після розрахунку потоку в гілці ВС на 1 ітерації

Як видно з рис. Д.9, гранична ціна в Області В не змінилася: $C_B = 29$ €/MW.

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області С ілюструється на рис. Д.10. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з продажу електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці ВС.

Як видно з рис. Д.10, гранична ціна в Області С визначається відповідно ціні “розірваного” лоту: $C_C = 36$ €/MW.

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці $A \rightarrow C$

Оскільки $C_A < C_C$, область А є експортером, а область С – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області С та порівнюємо її з ФЧЕ області А. При цьому враховуємо, що $NP_A = -50$ MW і $NP_C = 225$ MW.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.11.

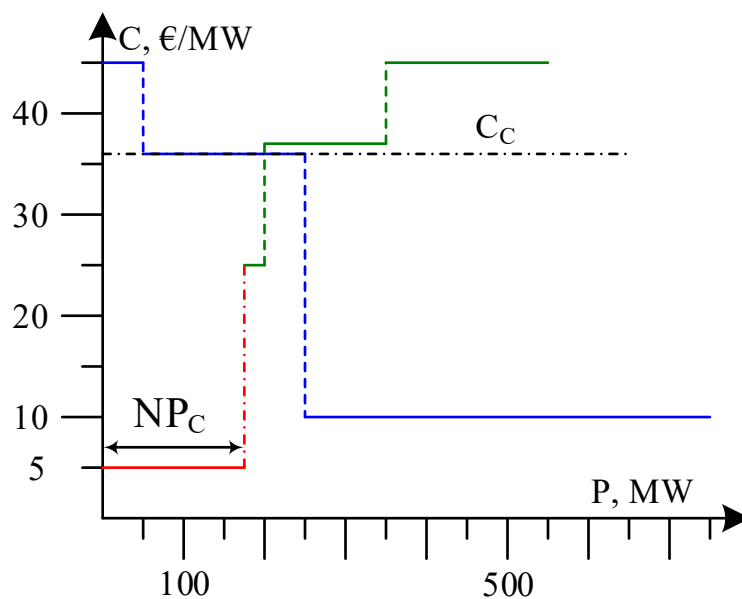


Рис.Д.10. Результати торгів в Області С після розрахунку потоку в гілці ВС на 1 ітерації

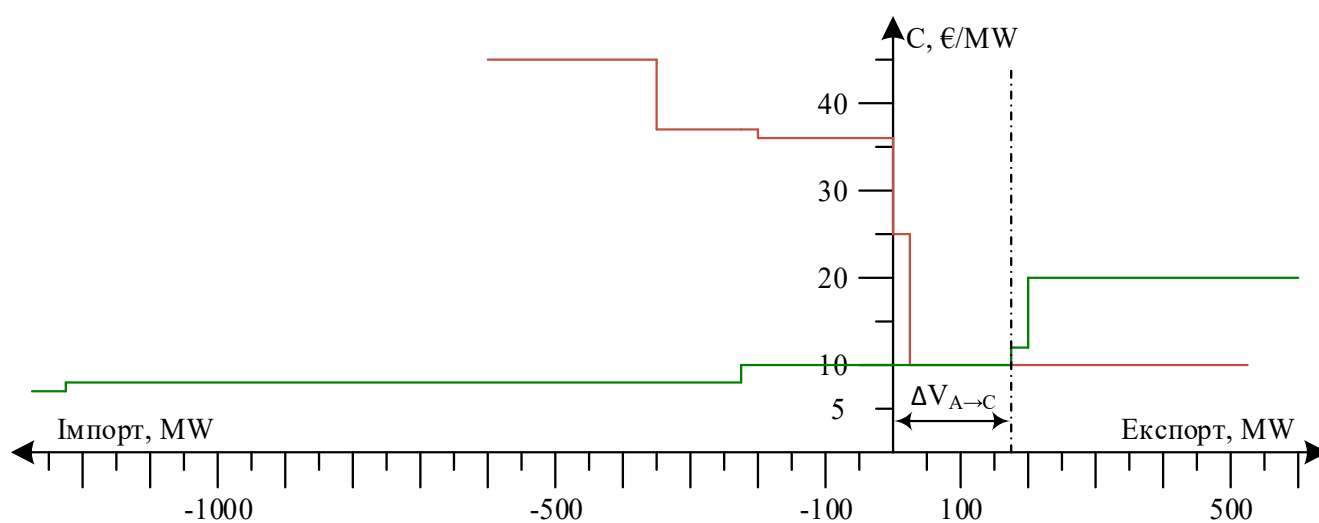


Рис. Д.11. Співвідношення ФЧЕ області А та інвертованої ФЧЕ області С на 1 ітерації

Значення вирівнювальної потужності для гілки А→С становить:

$$\Delta V_{A \rightarrow C} = 175 \text{ MW.}$$

Значення потоку гілки $A \rightarrow C$ становить:

$$V_{A \rightarrow C} = V_{A \rightarrow C} + \Delta V_{A \rightarrow C} = 0 + 175 = 175 \text{ MW}.$$

Коригуємо значення чистої позиції (Net Position) для областей А та С:

$$NP_A = -50 - 175 = -225 \text{ MW}$$

$$NP_C = 225 + 175 = 400 \text{ MW}$$

Коригуємо значення граничних цін в Областях А та С.

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області А ілюструється на рис. Д.12. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з купівлі електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці АС.

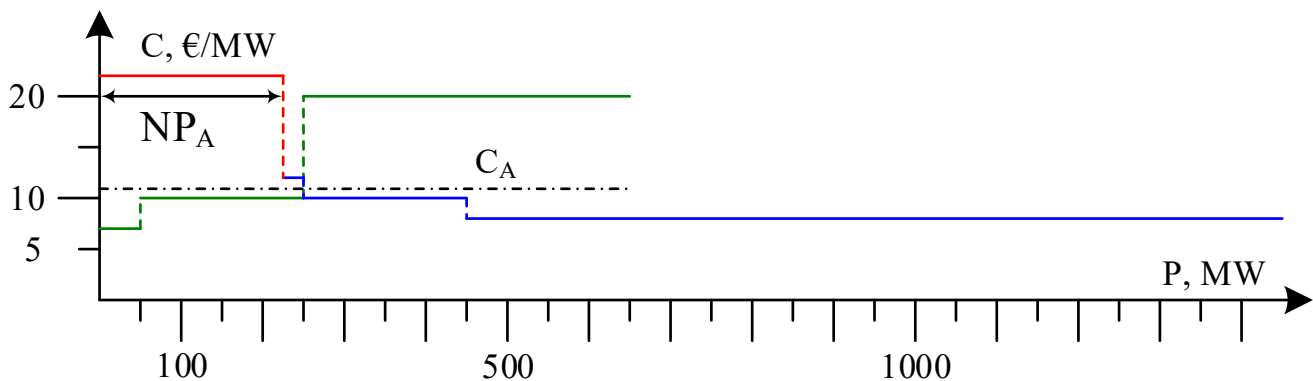


Рис.Д.12. Результати торгів в Області А після розрахунку потоку в гілці АС на 1 ітерації

Оскільки за результатами торгів в області А сформовано баланс попиту та пропозиції, при якому відсутні лоти, що розриваються, гранична ціна області А розраховується як середнє між цінами найдешевшої цінової заявки з купівлі електроенергії та найдорожчої цінової пропозиції з продажу електроенергії:

$$C_A = (12 + 10) / 2 = 11 \text{ €/MW}.$$

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області С ілюструється на рис.Д.13. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з продажу електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці АС.

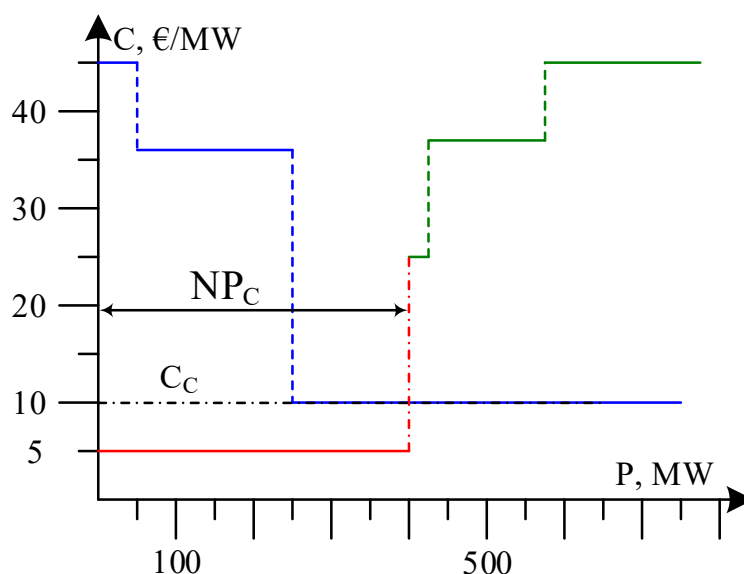


Рис. Д.13. Результати торгів в Області С після розрахунку потоку в гілці АС на 1 ітерації

Як видно з рис. Д.13, гранична ціна в Області С визначається відповідно ціні “розірваного” лоту: $C_C = 10 \text{ €/MW}$.

Результати розрахунків на першій ітерації для областей зведено до таблиці Д.9, а для міжсистемних зв’язків – до таблиці Д.10.

Таблиця Д.9

Результати розрахунків для Областей після 1 ітерації

Область	C (€/MW)	NP (MW)
А	11	-225
В	29	-175
С	10	400

Результати розрахунків для міжсистемних зв'язків після 1 ітерації

Гілка	Обмеження (MW)	Потік (MW)
A→B	50	50
B→C	—	225
A→C	—	175

Виконуємо перевірку результатів 1 ітерації за основними обмеженнями рівності.

Алгебраїчна сума чистих позицій у вузлах модельованої електричної мережі повинна дорівнювати нулю:

$$NP_A + NP_B + NP_C = -225 - 175 + 400 = 0$$

Для кожного вузла алгебраїчна сума чистої позиції та потоків по прилеглим гілкам повинна дорівнювати нулю:

$$NP_A + V_{A \rightarrow B} + V_{A \rightarrow C} = -225 + 50 + 175 = 0$$

$$NP_B - V_{A \rightarrow B} + V_{B \rightarrow C} = -175 - 50 + 225 = 0$$

$$NP_C - V_{B \rightarrow C} - V_{A \rightarrow C} = 400 - 225 - 175 = 0$$

Обмеження рівності виконуються, що свідчить про правильність виконаних розрахунків. Проте стійке рішення на 1 ітерації не досягнуто. Тому здійснюється новий розрахунок (2 ітерація) з урахуванням отриманих на 1 ітерації результатів.

2 ІТЕРАЦІЯ.

Початкові наближення змінних на початку 2 ітерації приймаються рівними значенням, отриманим за результатами попередньої ітерації (див. таблиці Д.9 та Д.10).

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці $A \rightarrow B$

Оскільки $C_A < C_B$, область А є експортером, а область В – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області В та порівнюємо її з ФЧЕ області А. При цьому враховуємо, що $NP_A = -225$ MW і $NP_B = -175$ MW.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.14.

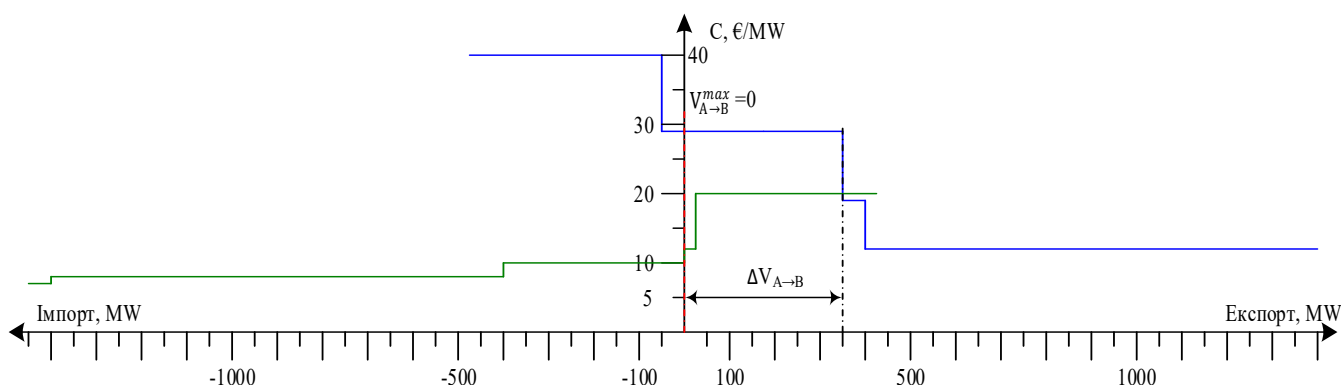


Рис. Д.14. Співвідношення ФЧЕ області А та інвертованої ФЧЕ області В на 2 ітерації

Значення вирівнювальної потужності для гілки $A \rightarrow B$ становить:

$$\Delta V_{A \rightarrow B} = 350 \text{ MW}.$$

Проте максимальне значення потоку електроенергії в гілці $A \rightarrow B$ вже досягнуто і збільшення цього значення неможливе:

$$V_{A \rightarrow B} = 50 + 0 = 50 \text{ MW}.$$

В результаті значення чистої позиції та граничних цін в областях А та В також не змінюються:

$$NP_A = -225 \text{ MW}$$

$$NP_B = -175 \text{ MW}$$

$$C_A = 11 \text{ €/MW}$$

$$C_B = 29 \text{ €/MW}$$

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці $B \rightarrow C$

Оскільки $C_C < C_B$, область C є експортером, а область B – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області B та порівнюємо її з ФЧЕ області C . При цьому враховуємо, що $NP_B = -175$ MW і $NP_C = 440$ MW.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.15.

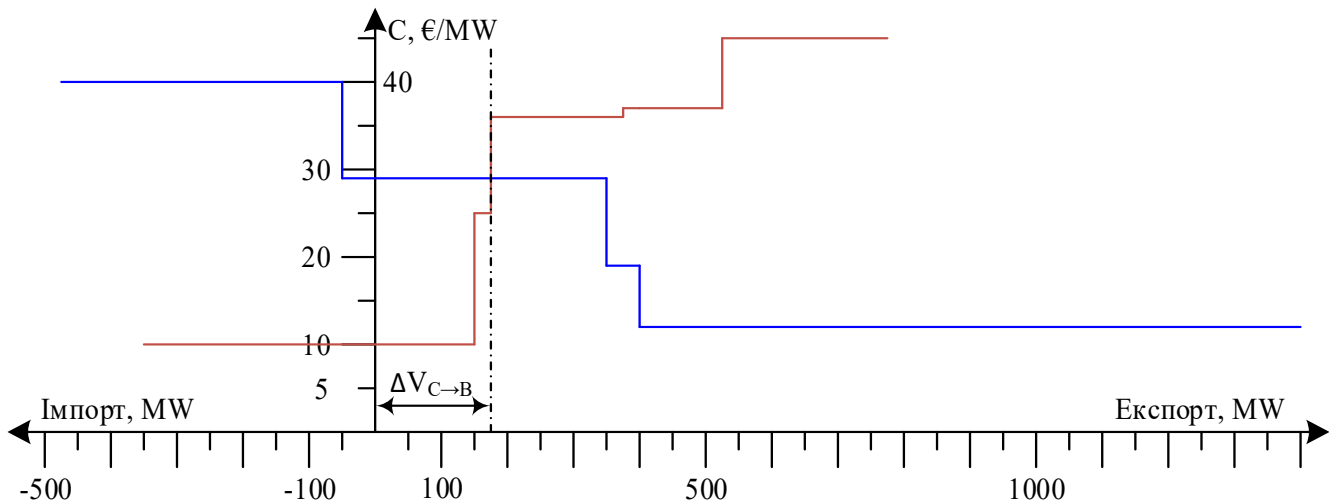


Рис. Д.15. Співвідношення ФЧЕ області C та інвертованої ФЧЕ області B на 2 ітерації

Значення вирівнювальної потужності для гілки $B \rightarrow C$ становить:

$$\Delta V_{B \rightarrow C} = -175 \text{ MW}.$$

Значення потоку гілки $B \rightarrow C$ становить:

$$V_{B \rightarrow C} = V_{B \rightarrow C} + \Delta V_{B \rightarrow C} = 225 - 175 = 50 \text{ MW}.$$

Коригуємо значення чистої позиції для областей B та C :

$$NP_B = -175 + 175 = 0 \text{ MW}$$

$$NP_C = 440 - 175 = 225 \text{ MW}$$

Коригуємо значення граничних цін в Областях В та С.

Оскільки $NP_B = 0$ MW, гранична ціна в Області В відповідає ціні ізолюваних торгів цієї області (див. рис.3,а): $C_B = 29$ €/MW.

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області С ілюструється на рис. Д.16. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з продажу електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці ВС.

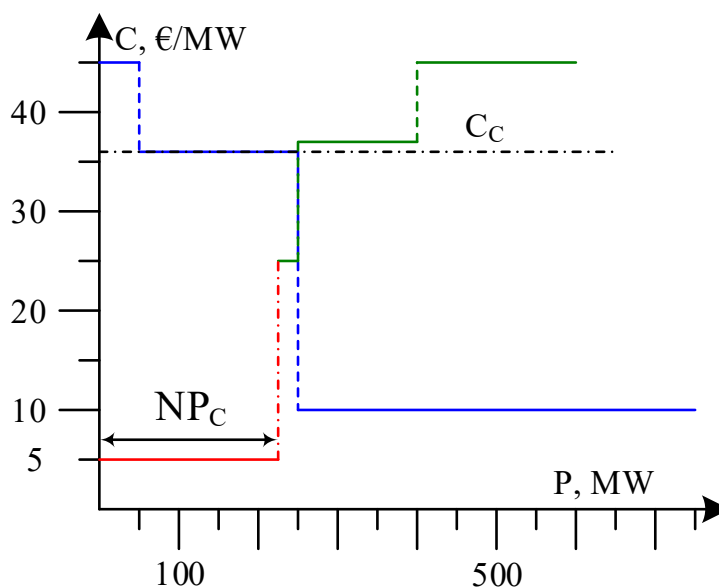


Рис. Д.16. Результати торгів в Області С після розрахунку потоку в гілці ВС на 2 ітерації

Оскільки за результатами торгів в області С (див. рис. Д.16) сформовано баланс попиту та пропозиції, при якому відсутні лоти, що розриваються, гранична ціна області С розраховується як середнє між цінами найдешевшої цінової заявки з купівлі електроенергії та найдорожчої цінової пропозиції з продажу електроенергії:

$$C_A = (25 + 36) / 2 = 30.5 \text{ €/MW}.$$

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці $A \rightarrow C$

Оскільки $C_A < C_C$, область А є експортером, а область С – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області С та порівнюємо її з ФЧЕ області А. При цьому враховуємо, що $NP_A = -225 \text{ MW}$ і $NP_C = 225 \text{ MW}$.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.17.

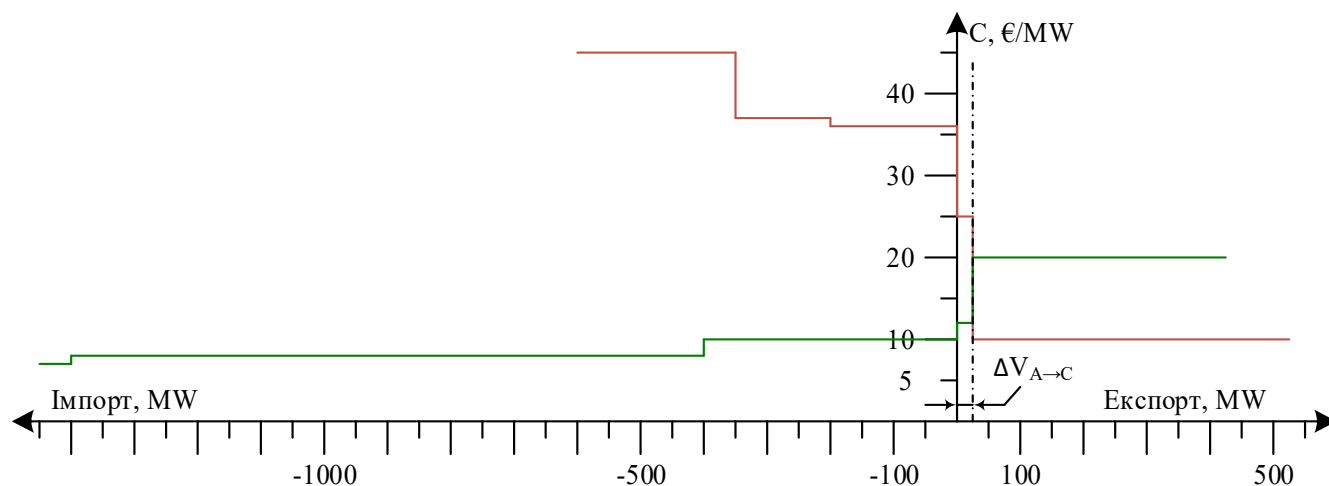


Рис. Д.17. Співвідношення ФЧЕ області А та інвертованої ФЧЕ області С на 2 ітерації

Значення вирівнювальної потужності для гілки А→С становить:

$$\Delta V_{A \rightarrow C} = 25 \text{ MW}.$$

Значення потоку гілки А→С становить:

$$V_{A \rightarrow C} = V_{A \rightarrow C} + \Delta V_{A \rightarrow C} = 175 + 25 = 200 \text{ MW}.$$

Коригуємо значення чистої позиції (Net Position) для областей А та С:

$$NP_A = -225 - 25 = -250 \text{ MW}$$

$$NP_C = 225 + 25 = 250 \text{ MW}$$

Коригуємо значення граничних цін в Областях А та С.

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області А ілюструється на рис. Д.18. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з купівлі електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці АС.

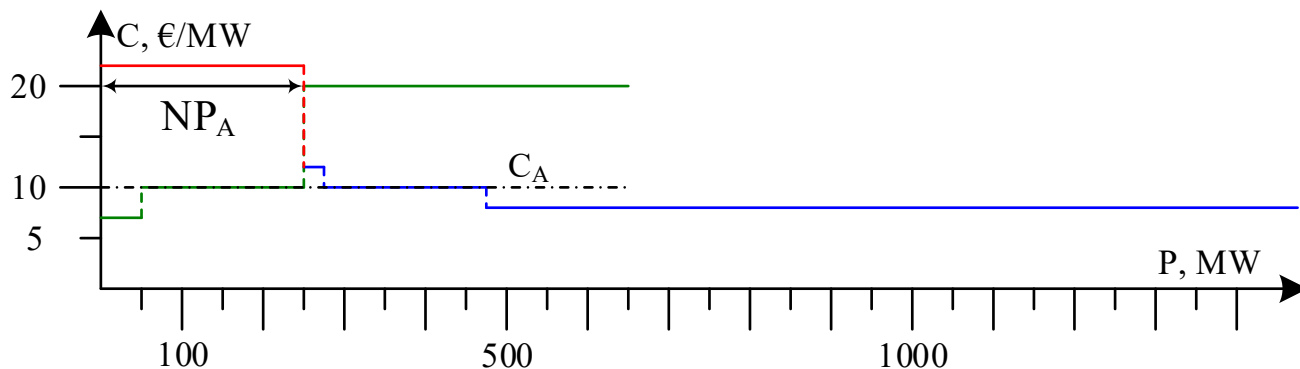


Рис. Д.18. Результати торгів в Області А після розрахунку потоку в гілці АС на 2 ітерації

Оскільки за результатами торгів в області А (рис. Д.18) повністю витіснено власний попит на електроенергію, ціноутворювальною залишається найдорожча прийнята цінова пропозиція з продажу електроенергії:

$$C_A = 10 \text{ €/MW.}$$

Графічна інтерпретація розрахунку граничної ціни в Області С ілюструється на рис. Д.19. На цьому рисунку червоною лінією відображено умовно вставлений цінонезалежний лот з продажу електроенергії, який відповідає сумарному значенню чистої позиції після розрахунку потоку електроенергії в гілці АС.

Оскільки за результатами торгів в області С (рис. Д.19) повністю витіснено власну пропозицію електроенергії, ціноутворювальною залишається найдешевша задоволена цінова заявка з купівлі електроенергії:

$$C_C = 36 \text{ €/MW.}$$

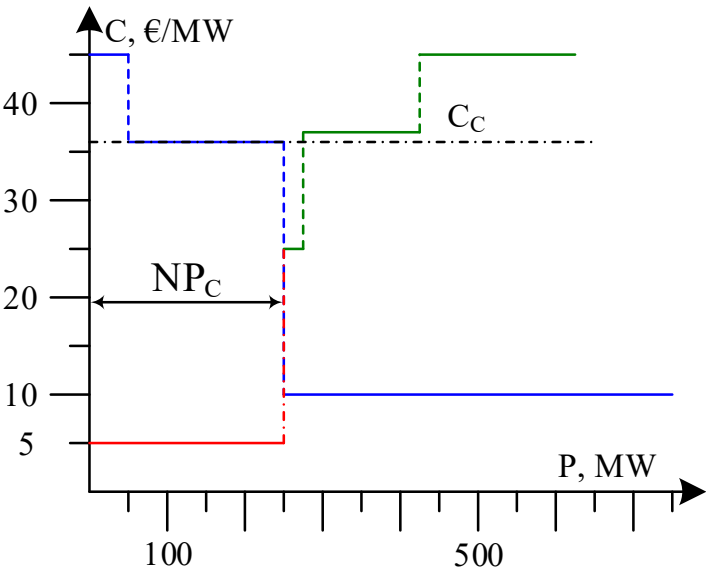


Рис. Д19. Результати торгів в Області С після розрахунку потоку в гілці АС на 2 ітерації

Результати розрахунків на 2 ітерації для областей зведено до таблиці Д.11, а для міжсистемних зв’язків – до таблиці Д.12.

Таблиця Д11

Результати розрахунків для Областей після 2 ітерації

Область	C (€/MW)	NP (MW)
A	10	–250
B	29	0
C	36	250

Таблиця Д.12

Результати розрахунків для міжсистемних зв’язків після 2 ітерації

Гілка	Обмеження (MW)	Потік (MW)
A→B	50	50
B→C	–	50
A→C	–	200

Виконуємо перевірку результатів 2 ітерації за основними обмеженнями рівності.

Алгебраїчна сума чистих позицій у вузлах модельованої електричної мережі повинна дорівнювати нулю:

$$NP_A + NP_B + NP_C = -250 + 0 + 250 = 0$$

Для кожного вузла алгебраїчна сума чистої позиції та потоків по прилеглим гілкам повинна дорівнювати нулю:

$$NP_A + V_{A \rightarrow B} + V_{A \rightarrow C} = -250 + 50 + 200 = 0$$

$$NP_B - V_{A \rightarrow B} + V_{B \rightarrow C} = 0 - 50 + 50 = 0$$

$$NP_C - V_{B \rightarrow C} - V_{A \rightarrow C} = 250 - 50 - 200 = 0$$

Обмеження рівності виконуються, що свідчить про правильність виконаних розрахунків. Проте стійке рішення на 2 ітерації не досягнуто. Тому здійснюється новий розрахунок (3 ітерація) з урахуванням отриманих на 2 ітерації результатів.

3 ІТЕРАЦІЯ.

Початкові наближення змінних на початку 3 ітерації приймаються рівними значенням, отриманим за результатами попередньої ітерації.

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці $A \rightarrow B$

Оскільки $C_A < C_B$, область А є експортером, а область В – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області В та порівнюємо її з ФЧЕ області А. При цьому враховуємо, що $NP_A = -250$ MW і $NP_B = 0$ MW.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.20.

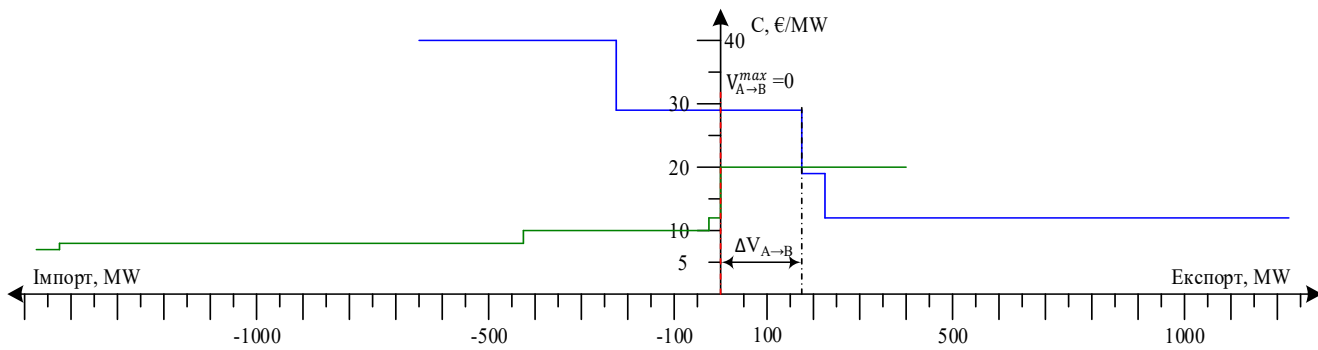


Рис. Д.20. Співвідношення ФЧЕ області А та інвертованої ФЧЕ області В на 3 ітерації

Значення вирівнювальної потужності для гілки А→В становить:

$$\Delta V_{A \rightarrow B} = 175 \text{ MW}.$$

Проте максимальне значення потоку електроенергії в гілці А→В вже досягнуто і збільшення цього значення неможливе:

$$V_{A \rightarrow B} = 50 + 0 = 50 \text{ MW}.$$

В результаті значення чистої позиції та граничних цін в областях А та В також не змінюються:

$$NP_A = -250 \text{ MW}$$

$$NP_B = 0 \text{ MW}$$

$$C_A = 10 \text{ €/MW}$$

$$C_B = 29 \text{ €/MW}$$

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці В→С

Оскільки $C_B < C_C$, область В є експортером, а область С – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області С та порівнюємо її з ФЧЕ області В. При цьому враховуємо, що $NP_B = 0 \text{ MW}$ і $NP_C = 250 \text{ MW}$.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.21.

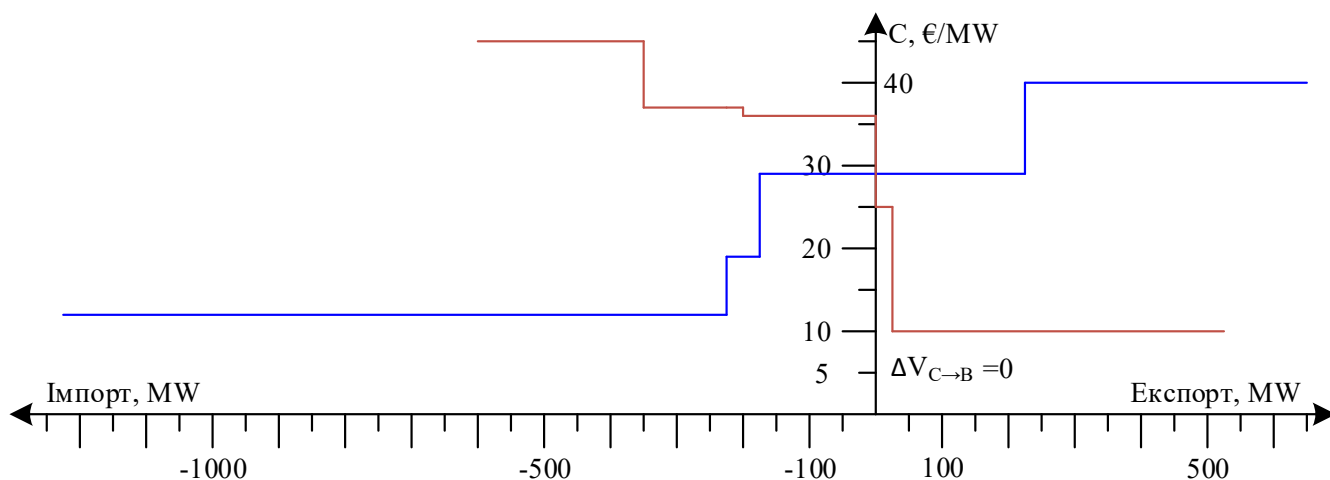


Рис. Д.21. Співвідношення ФЧЕ області В та інвертованої ФЧЕ області С на 3 ітерації

Як видно з рис. Д.21, точка перетину ФЧЕ області В та інвертованої ФЧЕ області С знаходиться на осі ціни. Таким чином, отримуємо нульове значення вирівнювальної потужності для гілки В→С:

$$\Delta V_{B \rightarrow C} = 0 \text{ MW}.$$

Значення потоку гілки В→С не змінюється:

$$V_{B \rightarrow C} = V_{B \rightarrow C} + \Delta V_{B \rightarrow C} = 50 + 0 = 50 \text{ MW}.$$

В результаті чисельні значення чистої позиції та граничної ціни в областях В та С також не змінюються:

$$NP_B = 0 \text{ MW};$$

$$NP_C = 225 \text{ MW};$$

$$C_B = 29 \text{ €/MW};$$

$$C_C = 36 \text{ €/MW}.$$

Розрахунок прибавки до значення потоку в гілці $A \rightarrow C$

Оскільки $C_A < C_C$, область А є експортером, а область С – імпортером електроенергії. Інвертуємо ФЧЕ області С та порівнюємо її з ФЧЕ області А. При цьому враховуємо, що $NP_A = -250 \text{ MW}$ і $NP_C = 250 \text{ MW}$.

Графічна ілюстрація розрахунку наведена на рис. Д.22.

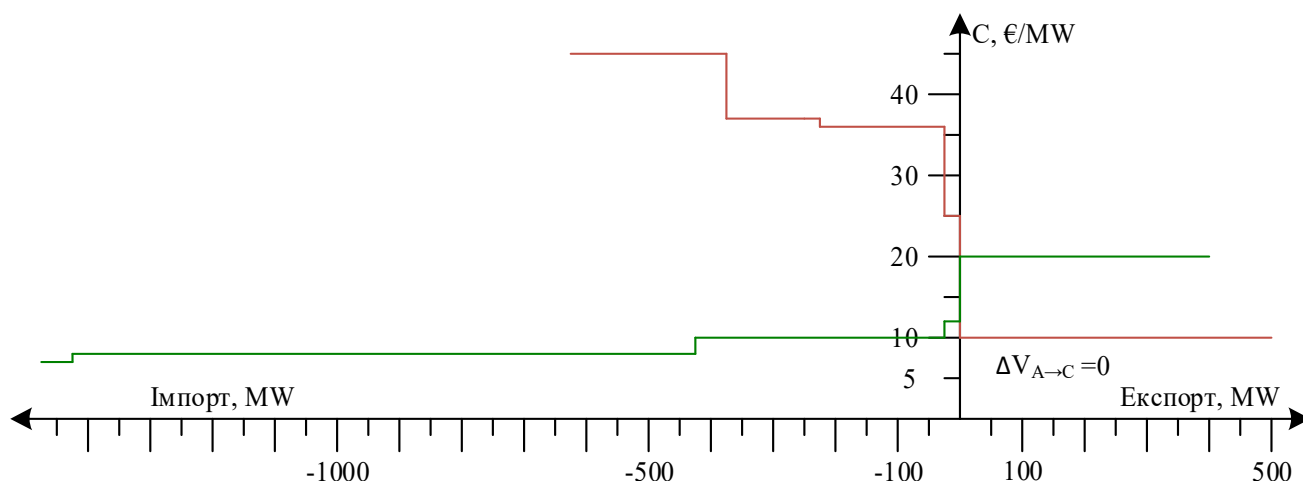


Рис. Д.22. Співвідношення ФЧЕ області А та інвертованої ФЧЕ області С на 3 ітерації

Як видно з рис. Д.22, точка перетину ФЧЕ області А та інвертованої ФЧЕ області С знаходиться на осі ціни. Таким чином, отримуємо нульове значення вирівнювальної потужності для гілки $A \rightarrow C$:

$$\Delta V_{A \rightarrow C} = 0 \text{ MW}.$$

Значення потоку гілки $A \rightarrow C$ не змінюється:

$$V_{A \rightarrow C} = V_{A \rightarrow C} + \Delta V_{A \rightarrow C} = 200 + 0 = 200 \text{ MW}.$$

В результаті чисельні значення чистої позиції та граничної ціни в областях А та С також не змінюються:

$$NP_A = -250 \text{ MW};$$

$$NP_C = 250 \text{ MW};$$

$$C_A = 10 \text{ €/MW};$$

$$C_C = 36 \text{ €/MW}.$$

На третій ітерації значення розрахункових параметрів не змінювалися, що свідчить про досягнення стійкого рішення.

Д.5 Результати торгів

Результати розв'язання задачі сполучення трьох цінових областей зведено до таблиці Д.13. Значення граничних цін цих областей зведено до таблиці Д.14.

Таблиця Д.13

Результати торгів

Область	Купівля			Продаж		
	Ціна (€/MW)	Обсяг (MW)	Прийнято (MW)	Ціна (€/MW)	Обсяг (MW)	Прийнято (MW)
А	12	25	0	7	50	50
	10	200	0	10	200	200
	8	1000	0	20	400	0
В	40	25	25	19	50	50
	29	200	200	29	200	175
	12	1000	0	40	400	0
С	45	50	50	25	25	0
	36	200	200	37	150	0
	10	500	0	45	200	0
Відхилений лот		Прийнятий лот		Ціноутворювальний лот		

Граничні ціни в сполучених областях

Область	Гранична ціна (€/MW)
А	10
В	29
С	36

За результатами торгів сумарне значення ринкової вартості склало 7875 €. У використаному для порівняння прикладі (рис.1) розв'язання цієї задачі з використанням МАП призвело до результатів із сумарною ринковою вартістю 5503 €. Таким чином, метод вирівнювальних потоків дозволив знайти більш оптимальне рішення, яке не завжди вдається досягнути при використанні МАП.

ДОДАТОК Е

Основні функції автоматизованої інформаційної системи балансуючого ринку

Балансуючий ринок електричної енергії – ринок організований системним оператором з метою балансування обсягів виробництва та споживання в ОЕС України, а також фінансового урегулювання небалансів електроенергії учасників.

На балансуючому ринку електричної енергії забезпечується: здійснення планування режиму роботи об'єднаної енергетичної системи України на наступну добу; балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії у поточній добі (далі - балансування); розрахунок платежів за результатами роботи балансуючого ринку та виставлення відповідних рахунків. Причому участь у балансуванні є обов'язковою для виробників та енергопостачальників у випадках, передбачених правилами ринку.

На рис. Е1 наведена діаграма прецедентів з виділенням основних областей процесів на балансуючому ринку.

Функції з планування режиму роботи об'єднаної енергетичної системи України на наступну добу та балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії у поточній добі на балансуючому ринку виконує системний оператор. Планування режиму роботи об'єднаної енергетичної системи України здійснюється системним оператором у порядку, визначеному кодексом магістральних і міждержавних електричних мереж та правилами ринку. Виконання розрахунків та виставлення рахунків за результатами роботи балансуючого ринку здійснює адміністратор розрахунків. Як показано в роботі обидві ролі в Україні виконує оператор системи передачі.

Всі суб'єкти та учасники ринку зобов'язані надавати системному оператору інформацію, необхідну для виконання його функцій з планування режиму роботи Об'єднаної енергетичної системи України в обсягах, формі та у порядку, визначених кодексом магістральних і міждержавних електричних мереж та правилами ринку. При складанні графіка навантаження об'єднаної енергетичної

системи України системний оператор має забезпечити у порядку, визначеному правилами ринку: врахування погодинних графіків виробництва та споживання електричної енергії учасників ринку, електропередавальної та електророзподільних організацій; наявність необхідних резервів потужності відповідно до укладених ним договорів про надання допоміжних послуг; врегулювання системних обмежень;

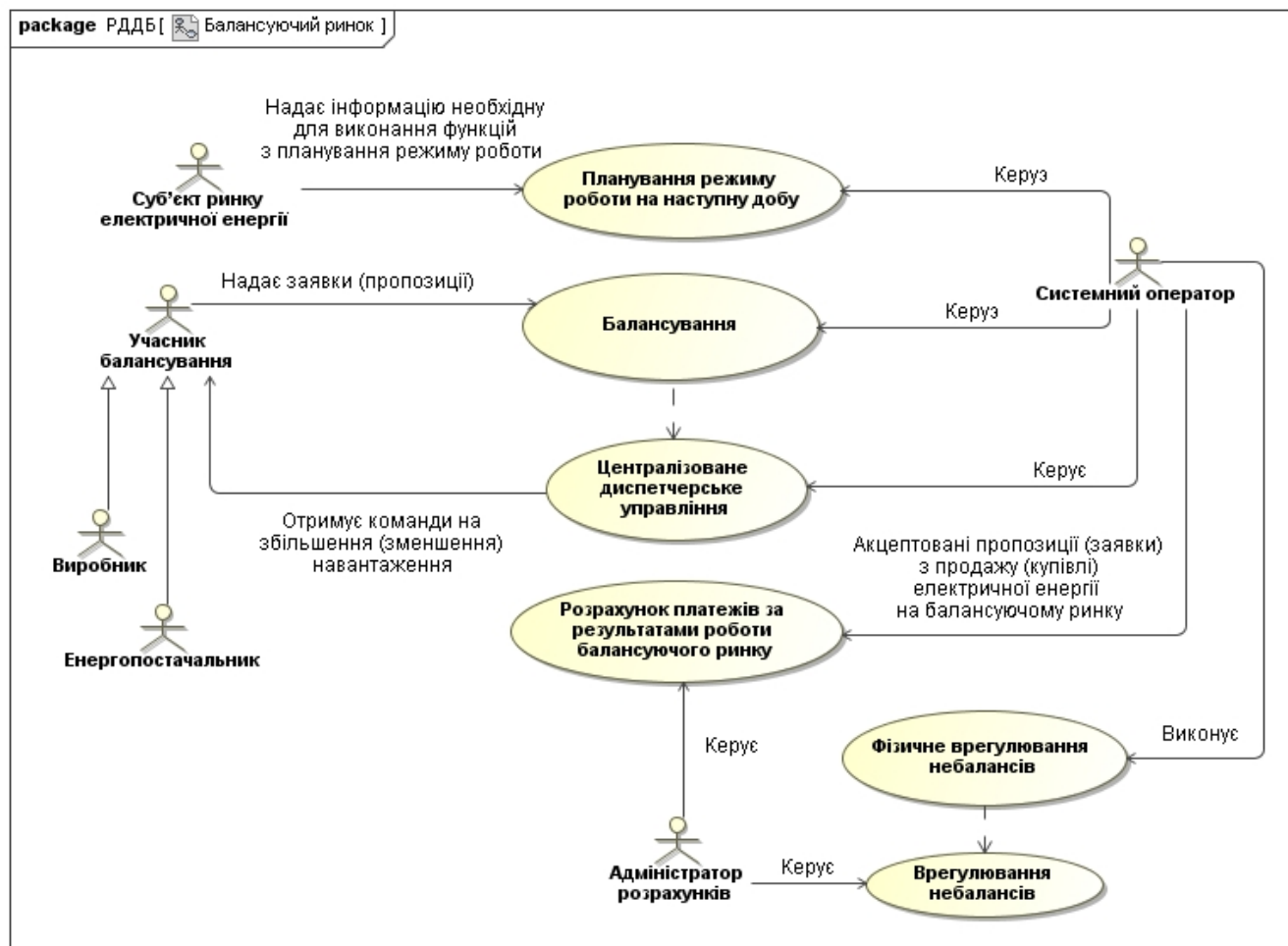


Рис. Е1. Діаграма прецедентів балансуємого ринку електричної енергії

Погодинні графіки виробництва або споживання електричної енергії, затверджені системним оператором в установленому правилами ринку порядку, є обов'язковими для виконання відповідними суб'єктами ринку.

При здійсненні централізованого диспетчерського (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України системний оператор має право видавати оперативні команди учасникам балансування на зміну їх

затверджених погодинних графіків виробництва або споживання електричної енергії. Порядок врахування команд системного оператора при проведенні розрахунків на балансуєчому ринку та небалансів електричної енергії визначається правилами ринку.

Учасники балансування подають системному оператору свої пропозиції (заявки) з продажу (купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку у порядку та формі, визначених правилами ринку. Системний оператор з метою балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії надає команди учасникам балансування на збільшення (зменшення) їх навантаження з використанням механізму відбору пропозицій (заявок) з продажу (купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку учасників балансування.

Команда системного оператора учаснику балансування на збільшення (зменшення) навантаження є по відношенню до відповідного учасника балансування акцептом з боку системного оператора його пропозиції (заявки) з продажу (купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку, зміною його затвердженого добового графіку виробництва (споживання), а також визначає взаємні зобов'язання системного оператора та учасника балансування з купівлі (продажу) електроенергії на балансуєчому ринку.

Акцептовані системним оператором пропозиції (заявки) з продажу (купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку вважаються угодами з купівлі-продажу електричної енергії на балансуєчому ринку між системним оператором та відповідним учасником балансування.

За результатами роботи балансуєчого ринку адміністратор розрахунків розраховує платежі за електричну енергію системного оператора та учасників балансування, а також ціну небалансу, обсяги небалансів та відповідні платежі за небаланси.

На ринку електричної енергії сторони відповідальні за баланс (учасники ринку, електропередавальна та електророзподільні організації, біржа електричної енергії) несуть фінансову відповідальність за свій небаланс відповідно до правил ринку. При цьому вони повинні максимально забезпечувати збалансованість своїх

договірних обсягів продажу та купівлі електричної енергії і фактичних обсягів виробництва та споживання електричної енергії.

Фізичне врегулювання небалансів в ОЕС України здійснюється системним оператором на балансуєчому ринку.

Небаланс сторони відповідальної за баланс розраховується адміністратором розрахунків, виходячи з обсягів купівлі-продажу електричної енергії за усіма її двосторонніми договорами та біржовими угодами, а також акцептованих заявок та пропозицій на балансуєчому ринку, і фактичних обсягів виробництва та споживання нею електричної енергії.

Фінансове врегулювання небалансів здійснюється шляхом взаєморозрахунків за небаланси між системним оператором та сторонами відповідальними за баланс за цінами небалансу, що сформувалися за результатами роботи балансуєчого ринку у порядку, визначеному правилами ринку.

На основі проведених досліджень визначена загальна архітектура автоматизованої інформаційної системи оператора балансуєчого ринку, що має реалізовувати загальний функціональний склад АІС автоматизованої інформаційної системи балансуєчого ринку (АІС БР): підсистема моніторингу; підсистема режимних розрахунків, моделювання та оптимізації; підсистема формування команд диспетчера (радник диспетчера); підсистема ринкових розрахунків; підсистема обміну з зовнішніми системами ; підсистема інтерфейсу користувача; підсистема захисту інформації ; підсистема адміністрування; підсистема звітності . Розглянемо більш детально задачі, які охоплюють деякі з цих підсистем.

Підсистема моніторингу АІС БР охоплює технічні засоби міжсистемної взаємодії та окремі автоматизовані робочі місця, через які здійснюється введення вхідної інформації, а також програмне забезпечення, що супроводжує процес введення даних для вирішення задач підсистеми розрахунків, моделювання та оптимізації енергетичних режимів, підсистеми керування, підсистеми ринкових розрахунків та підсистеми звітності. Програмне забезпечення підсистеми моніторингу складають:

- протоколи передачі даних міжсистемного обміну з АСОЕ, ОІК (SCADA) системного опретора;

- програмні модулі, які через відповідні протоколи реалізують процес введення поточної режимної та комерційної інформації від АСОЕ та ОІК (SCADA);

- програмні прикладення, що забезпечують ручне введення даних, які необхідні для функціонування інших підсистем та ті, що виконують введення нормативно-довідкової інформації;

- програмне забезпечення WEB-сервісів, що супроводжує введення інформації від основних користувачів, та учасників ринків (прийом цінових заявок та пропозицій);

- програмне забезпечення обробки вхідної інформації (контроль даних, валідація, відхилення від добових графіків в фізичних та грошових одиницях і таке інше) , програмне забезпечення зберігання даних.

Введенню через підсистему моніторингу підлягають наступні дані:

- режимні дані від ОІК (SCADA), що характеризують поточний енергетичний режим роботи ОЕС України;

- результати розрахунку пропускної спроможності міждержавних перетинів та окремих ліній;

- дані від АСКОЕ (реєстри всіх енергосистем за минулу добу, перетоки електроенергії по заданих окремих ЛЕП або їх групі, виробництво за вказаний період електроенергії всіма енергоблоками окремо та електростанціями в цілому, сумарні втрати електроенергії на її транспортування в магістральних та міждержавних електромережах за вказаний період, поточні небаланси потужності по підстанціях).

Від учасників балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг підсистема моніторингу приймає, перевіряє, обробляє, та зберігає дані:

- щодо готовності обладнання до роботи;

- заявки робочої потужності та фізичних оперативних добових графіків;

- пропозиції та цінові заявки на первинне регулювання;

- пропозиції та цінові заявки на автоматичне вторинне регулювання частоти та активної потужності;
- пропозиції та цінові заявки на швидке введення третинних резервів;
- пропозиції на закупівлю СО допоміжних послуг;
- графіки роботи виробників за результатами розрахунків аукціонів з купівлі-продажу електроенергії;
- мінімально допустимий склад блоків за умови забезпечення живучості ТЕС;
- технологічні обмеження та режими роботи блоків електростанцій, які можуть пускатися одночасно.

В процесі введення даних здійснюється контроль їх достовірності та виконується валідація даних з обов'язковим повідомленням про це джерела постачання недостовірної інформації.

Підсистема моніторингу виконує так зване "закриття воріт", що є останнім моментом прийняття оператором балансуючого ринку цінових заявок та пропозицій на балансуючому ринку.

Підсистема розрахунку, моделювання і оптимізації електричних та енергетичних режимів вирішує комплекс нижче наведених задач, які необхідні для реалізації ефективного функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг:

- аналіз стану магістральної електричної мережі та завантажень контрольних перетинів з визначенням мережевих обмежень по вузлах;
- аналіз і контроль обсягів купівлі/продажу електроенергії за двосторонніми договорами з урахуванням можливості їх реальної реалізації за обмежень магістральних мереж;
- визначення обсягів купівлі/продажу електроенергії, які розраховуються як відхилення (різниця) між фактичними погодинними обсягами виробництва/споживання і запланованими погодинними графіками виробництва/споживання (далі-план) електроенергії;
- конкурентний відбір заявок виробників та кваліфікованих постачальників/споживачів на зміну обсягів виробництва/споживання

(збільшення/зменшення) в порівнянні з погодинними запланованими обсягами з урахуванням критерію мінімізації вартості забезпечення прогнозованого споживання;

- розрахунок (складання) на основі конкурентного відбору погодинних диспетчерських обсягів виробництва електроенергії, що відповідають надійному усталеному режиму функціонування ОЕС України;

- аналіз ініціатив збільшення/зменшення обсягів виробництва/споживання електроенергії;

- розробка (складання) диспетчерського графіка на добу наперед із врахуванням заявок на БР до «закриття воріт» та доведення цього графіка учасникам ринку;

- розрахунок усталених режимів та їх оптимізація, оцінка стану магістральних електромереж;

- балансування режиму роботи ОЕС України в річному циклі, на добу наперед, в реальному часі, вибір оптимального складу енергоблоків для покриття диспетчерського графіка споживання;

- розрахунок оперативних резервів потужності по типах (первинне, вторинне, третинне регулювання);

- розрахунок втрат електроенергії та потужності в магістральних мережах;

- розщеплення міждержавних перетоків на технологічну та комерційну складові частини;

- оцінка надійності ОЕС України по критерію «N-1»;

- оцінка заявок та конкурентний відбір виконавців на реалізацію допоміжних послуг;

- обробка та аналіз результатів операцій на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг;

- автоматизована підготовка та надання звітної інформації для адміністратора розрахунків.

Підсистема оптимізації складу обладнання та розподілу навантаження (підсистема клірингу) має забезпечити економічно обґрунтований склад

обладнання та навантаження вибраного обладнання з врахуванням надійності роботи ОЕС України, управління мережевими обмеженнями. При цьому, також, повинна перевірятися наявність резервів потужності з метою надання допоміжних послуг з регулювання частоти та потужності, регулювання напруги та реактивної потужності тощо.

Підсистема має забезпечувати диспетчеру можливість вибору електростанцій та енергоблоків для усунення небалансу потужності, що виникає в енергосистемі України, чи для усунення мережових обмежень у випадку, наприклад, аварійного відключення ЛЕП. При цьому диспетчер повинен мати можливість коригування вибраних електростанцій/енергоблоків, запропонованих навантажень на вибраних енергоблоках, тощо. Підсистема повинна автоматично фіксувати час подачі команд диспетчером ДП «НЕК «Укренерго», час отримання/передачі команди диспетчером енергосистеми, на території якої розміщена електростанція, час отримання команди оперативним персоналом електростанцій. По результатам переданих команд наприкінці доби поставки формується відомість з фіксацією всіх команд диспетчера.

Система розподілу міжсистемної пропускної спроможності і міждержавної торгівлі повинна надавати можливість реєстрації інформації учасників, та ведення реєстру та розрахунку НПС.

Зазначена підсистема повинна мати можливість виконувати наступні мінімальні функції:

- проведення щорічних/ щомісячних/ щоденних аукціонів щодо доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж України для експорту/імпорту електричної енергії ;
- подачу заявок від учасників (трейдерів) на аукціон НПС, коригування річних/місячних прав на НПС;
- визначення рівноважної ціни аукціону НПС;
- оприлюднення обсягів річних/місячних/щоденних прав на НПС для кожного міждержавного перетину, для якого здійснюється аукціон;

- подачу початкових оголошених графіків міждержавних перетоків трейдерами міждержавних та передачу прийнятих СО результуючих графіків міждержавних перетоків;
- взаємодію з системою складання добового графіку (Scheduling), SCADA, платформою адміністратора розрахунків, оператора ринку тощо;
- інші функції, наведені у Правилах ринку двосторонніх договорів та балансування.

Підсистема адміністрування учасників балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг має забезпечувати організації та ведення реєстру сторін, відповідальних за баланс, учасників ринку допоміжних послуг, трейдерів міждержавних перетинів.

Підсистема повинна мати здатність отримувати та передавати до прикладних програм дані постійних параметрів з інших підсистем системи управління ринком електричної енергії за необхідністю.

Системи аукціонного продажу допоміжних послуг. Головними принципами роботи національних енергосистем є гарантоване збалансування режимів і самодостатність енергосистеми забезпечити баланс у разі імовірних відмов обладнання чи аварій. Це досягається за рахунок ринку допоміжних (системних) послуг.

Система для придбання ДП має бути інтегрована в АІС БР, та мати веб-інтерфейс для учасників цього сегменту ринку електроенергії. Система має забезпечувати автоматичну передачу результатів процесу клірингу допоміжних послуг до системи балансуючого ринку. Погодинні заявки і регульовані обсяги допоміжних послуг мають додаватися та автоматично завантажуватися в базу даних через інтерфейс програми оператора БР. Система придбання ДП має надавати можливість проведення аукціону з купівлі ДП з метою придбання вторинного резерву потужності, а також резервів для регулювання реактивної потужності на напруги і втрат електроенергії, зокрема і підчас запровадження конкурентного відбору таких послуг. Система повинна мати можливість організації щоденних/щотижневих/щомісячних аукціонів. Причому підсистема має

забезпечувати можливість проведення закупівлі ДП як шляхом відкритого аукціону, так і укладання прямих договорів на надання ДП за результатами закритих переговорів.

Також зазначимо, що при повномасштабному впровадженні нової моделі енергоринку повинен використовуватися автоматичний двосторонній обмін інформацією з системами SCADA/DMS окремих споживачів, генеруючих компаній та окремих електростанцій, що працюють, в тому числі, на відновлювальних джерелах енергії. Обмін даними в реальному часі між АІС БР та SCADA/EMS призначений, в першу чергу, для передачі необхідних диспетчерських і режимних даних, а також даних, необхідних для прикладних програм системи EMS. З метою забезпечення функціонування АІС БР, з системи SCADA мають надаватися оперативні дані щодо: фактичних значень активної та реактивної потужності по кожному енергоблоку; фактичних значень сальдо перетоків по міждержавних перетинах; значення напруги та частоти в ОЕС України.

Для забезпечення автоматичного управління генерацією і функціонування системи AGC, має забезпечуватися передача, принаймні, наступних даних з системи АІС БР в систему AGC: планові значення (графіки) по електричним станціям, заведеним під систему автоматичного регулювання частоти та потужності – для електростанцій, на яких використовується групове регулювання активної потужності; планові значення (графіки) по кожному енергоблоку електростанцій, заведених під систему автоматичного регулювання частоти та потужності – при використанні блочних систем управління; інші дані результатів економічної диспетчеризації.

Взаємодія систем EMS та АІС БР виконується як на етапі формування добового диспетчерського графіку навантажень, так і на етапі балансування та розрахунку диспетчерських команд. Після отримання оперативних фізичних графіків від учасників ринку електроенергії, АІС БР має передати результуючі дані по енергоблоках/електростанціях, планові перетоки по міждержавних перетинах до системи EMS, в якій виконуються розрахунки сталого режиму роботи ОЕС України, перевірка наявності мережевих обмежень, тощо. Результати розрахунків передаються з системи EMS до АІС БР.

ДАДАТОК Ж

Модель організації єдиного аукціону торгівлі пропускною спроможністю міждержавних перетинів ОЕС України

Розподіл пропускної спроможності міждержавних перетинів між двома ринками електричної енергії

Розглянемо ситуацію, коли на аукціон пропускної спроможності подаються заявки на транзит електроенергії в різних напрямках, що відображає купівлю пропускної спроможності при міждержавній торгівлі електричною енергією.

Нехай укладено договори на постачання електроенергії із Зони А до Зони Б сумарним обсягом $V_{\Sigma}^{A \rightarrow B}$, а із Зони Б до Зони А – сумарним обсягом $V_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$. В дійсності такі потоки взаємно компенсуватимуться і результуючий перетік електроенергії через транзитну ЛЕП відповідатиме різниці протилежно направлених обсягів:

$$V_{\Sigma}^{\text{ЛЕП}} = |V_{\Sigma}^{A \rightarrow B} - V_{\Sigma}^{B \rightarrow A}|.$$

Поява заявок на транзит електроенергії через ЛЕП у протилежному напрямку фактично спричиняє розвантаження лінії і за умови $V_{\Sigma}^{A \rightarrow B} = V_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$ потоки електроенергії через ЛЕП відсутні. Таким чином, обсяги транзиту електроенергії в протилежних напрямках на аукціоні пропускної спроможності ЛЕП мають взаємно компенсуватись. Графічну інтерпретацію цього процесу наведено на рисунку Ж.1.

Слід зазначити, що графіки функцій вартості транзиту електроенергії через міжсистемні зв'язки можуть суттєво відрізнятися. Тому на аукціоні пропускної спроможності ЛЕП із заявками на транзит електроенергії у протилежних напрямках необхідно визначити як фактичні обсяги, так і напрямки фактичних потоків електроенергії.

Загальна послідовність проведення торгів у цьому випадку складається з наступних основних кроків.

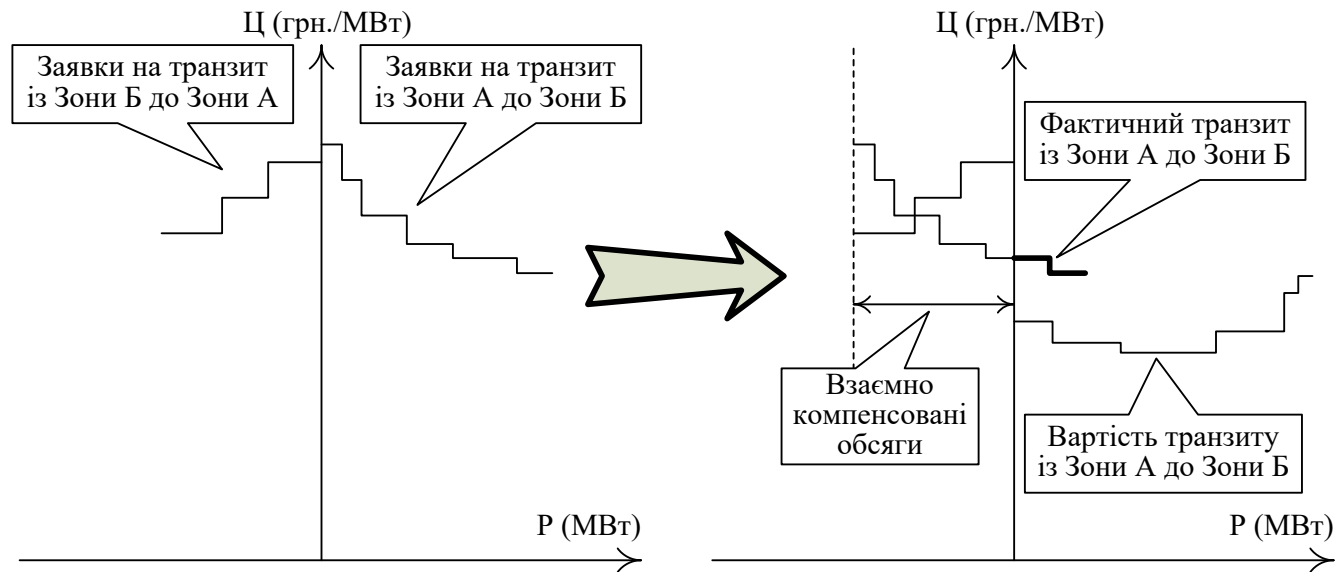


Рисунок Ж.1. Аналіз заявок на пропускну спроможність електричного перетину в обох напрямках

Крок 1. Розділення заявок на ресурс пропускої спроможності ЛЕП у групи окремо по кожному напрямку транзиту.

Крок 2. Обчислення сумарних обсягів транзиту електроенергії по кожному напрямку. Визначення фактичного напрямку транзиту та вибір відповідного графіку вартості транзиту.

Крок 3. Виконання процедури взаємної компенсації заявок на транзит електроенергії в протилежні сторони. Виділення множини некомпенсованих заявок.

Крок 4. Виконання процедури торгівлі пропускою спроможністю ЛЕП в одному напрямку з використанням множини некомпенсованих заявок та вибраного на кроці 2 графіка вартості транзиту.

В наведеному вище алгоритмі кроки 1 – 3 відповідають послідовності дій по перетворенню аукціону торгівлі пропускою спроможністю у двох напрямках в

аукціон в одному напрямку. Розглянемо математичну постановку задачі цього процесу. Для кожного з напрямків транзиту розв'язується задача максимізації добробуту ринку:

$$\begin{cases} \sum_{A \rightarrow B} \zeta_i^{\text{ПС}} \cdot P_i^{\text{ПС}} \rightarrow \max \\ \sum_{B \rightarrow A} \zeta_j^{\text{ПС}} \cdot P_j^{\text{ПС}} \rightarrow \max \end{cases}$$

Таким чином, метою компенсації заявок на транзит електроенергії в протилежних напрямках є мінімізація некомпенсованого добробуту:

$$\left| \sum_{A \rightarrow B} \zeta_i^{\text{ПС}} \cdot P_i^{\text{ПС}} - \sum_{B \rightarrow A} \zeta_j^{\text{ПС}} \cdot P_j^{\text{ПС}} \right| \rightarrow \min. \quad (\text{Ж. 1})$$

Результатом оптимізації цільової функції (Ж.1) є множина заявок на транзит електроенергії в напрямку фактичного потоку із “найгіршими” (вищими) цінами. Далі задача торгівлі пропускною спроможністю ЛЕП розв'язується як оптимізація транзитних потужностей у одному напрямку.

За лінійної постановки задачі оптимізація цільової функції виконується за один крок шляхом сортування поданих на аукціон цінових заявок. Розглянемо найпростіший випадок, коли для участі в торгах подаються цінові заявки дискретного типу, тобто з використанням однієї пари «ціна» – «обсяг». Нехай для участі в торгах подано множину:

$$M_{A \leftrightarrow B}^{\zeta^3} = (\zeta_{31}, \zeta_{32}, \dots, \zeta_{3i}, \dots, \zeta_{3N})$$

цінових заявок на купівлю пропускної спроможності ЛЕП таких, що:

$$\text{ЦЗ}_i = (\text{Ц}_i, P_i, \text{Н}_i), \text{ЦЗ}_i \in \text{М}_{\text{А} \leftrightarrow \text{Б}}^{\text{ЦЗ}}, \text{Н}_i \in ("A \rightarrow B", "B \rightarrow A")$$

де: Ц_i – ціна i -ої цінової заявки;

P_i – обсяг пропускної спроможності ЛЕП для i -ої цінової заявки;

Н_i – напрямок транзиту електроенергії.

Шляхом аналізу атрибуту Н_i загальна множина цінових заявок $\text{М}_{\text{А} \leftrightarrow \text{Б}}^{\text{ЦЗ}}$ розділяється на дві підмножини:

1) підмножина цінових заявок:

$$\text{М}_{\text{А} \rightarrow \text{Б}}^{\text{ЦЗ}} = (\text{ЦЗ}_1^{\text{А} \rightarrow \text{Б}}, \text{ЦЗ}_2^{\text{А} \rightarrow \text{Б}}, \dots, \text{ЦЗ}_i^{\text{А} \rightarrow \text{Б}}, \dots, \text{ЦЗ}_{N(\text{А} \rightarrow \text{Б})}^{\text{А} \rightarrow \text{Б}})$$

на транзит електроенергії із зони А до зони Б таких, що:

$$\text{ЦЗ}_i^{\text{А} \rightarrow \text{Б}} = (\text{Ц}_i, P_i, \text{Н}_i), \text{ЦЗ}_i^{\text{А} \rightarrow \text{Б}} \in \text{М}_{\text{А} \rightarrow \text{Б}}^{\text{ЦЗ}}, \text{Н}_i = "A \rightarrow B";$$

2) підмножина цінових заявок:

$$\text{М}_{\text{Б} \rightarrow \text{А}}^{\text{ЦЗ}} = (\text{ЦЗ}_1^{\text{Б} \rightarrow \text{А}}, \text{ЦЗ}_2^{\text{Б} \rightarrow \text{А}}, \dots, \text{ЦЗ}_i^{\text{Б} \rightarrow \text{А}}, \dots, \text{ЦЗ}_{N(\text{Б} \rightarrow \text{А})}^{\text{Б} \rightarrow \text{А}})$$

на транзит електроенергії із зони Б до зони А таких, що:

$$\text{ЦЗ}_i^{\text{Б} \rightarrow \text{А}} = (\text{Ц}_i, P_i, \text{Н}_i), \text{ЦЗ}_i^{\text{Б} \rightarrow \text{А}} \in \text{М}_{\text{Б} \rightarrow \text{А}}^{\text{ЦЗ}}, \text{Н}_i = "B \rightarrow A".$$

Для отриманих підмножин цінових заявок визначаються значення сумарного попиту на пропуску спроможність ЛЕП окремо для напрямку транзиту із зони А до зони Б $P_{\Sigma}^{\text{А} \rightarrow \text{Б}}$ та із зони Б до зони А $P_{\Sigma}^{\text{Б} \rightarrow \text{А}}$:

$$\begin{cases} P_{\Sigma}^{\text{А} \rightarrow \text{Б}} = \sum_{i=1}^{N(\text{А} \rightarrow \text{Б})} P_i, P_i \in \text{ЦЗ}_i^{\text{А} \rightarrow \text{Б}} \in \text{М}_{\text{А} \rightarrow \text{Б}}^{\text{ЦЗ}} \\ P_{\Sigma}^{\text{Б} \rightarrow \text{А}} = \sum_{i=1}^{N(\text{Б} \rightarrow \text{А})} P_i, P_i \in \text{ЦЗ}_i^{\text{Б} \rightarrow \text{А}} \in \text{М}_{\text{Б} \rightarrow \text{А}}^{\text{ЦЗ}} \end{cases} \quad (\text{Ж. 2})$$

Розраховані за формулою (Ж.2) значення $P_{\Sigma}^{\text{А} \rightarrow \text{Б}}$ та $P_{\Sigma}^{\text{Б} \rightarrow \text{А}}$ порівнюються між собою. У випадку, коли $P_{\Sigma}^{\text{А} \rightarrow \text{Б}} = P_{\Sigma}^{\text{Б} \rightarrow \text{А}}$, потоки електроенергії з двох зон компенсують один одного і значення фактичного потоку електроенергії через

транзитну лінію дорівнюватиме нулю. В даному випадку відсутні обмеження на обсяги торгів і апріорі приймаються всі цінові заявки, що відповідають вимогам торгів. Необхідність у проведенні аукціону виникає лише при застосуванні обмеження мінімальної ціни з використанням функції собівартості транзиту електроенергії по ЛЕП.

Якщо $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} > P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$, то, за умови прийняття всіх поданих на аукціон пропускної спроможності ЛЕП цінових заявок, фактичний транзит електроенергії здійснюватиметься від зони А до зони Б. І навпаки, якщо $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} < P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$, то, за умови прийняття всіх поданих на аукціон пропускної спроможності ЛЕП цінових заявок, фактичний транзит електроенергії здійснюватиметься від зони Б до зони А.

Розглянемо детально ситуацію, коли $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} > P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$. Як показано на рисунку Ж.2, в цьому випадку для графіка попиту на пропускну спроможність транзиту електроенергії із Області А до Області Б умовно виділяються наступні основні складові:

- обсяги збалансованого транзиту $P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}}$, які у випадку $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} > P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$ прирівнюються обсягам попиту на пропускну спроможність транзиту електроенергії із Області Б до Області А: $P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} = P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$;
- обсяги фактичного транзиту електроенергії;
- обсяги незадоволеного попиту на пропускну спроможність транзиту електроенергії із Області А до Області Б.

Як видно з рисунку Ж.2, значення обсягів фактичного транзиту залежить від співвідношень між значеннями $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B}, P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$ та обмеженням пропускної спроможності транзиту електроенергії із Області А до Області Б $P_{\text{ГР}}^{A \rightarrow B}$. Так, за умови $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} \leq P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{ГР}}^{A \rightarrow B}$, обмеження на транзит електроенергії із Області А до Області Б відсутні. В цьому випадку результатом торгів є прийняття всіх допущених до аукціону цінових заявок на транзит електроенергії із Області А до Області Б. Тобто множина задоволених на аукціоні цінових заявок на ресурс пропускної спроможності ЛЕП в напрямку транзиту електроенергії від зони А до

зони Б $M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ(задов)}}$ відповідатиме множині допущених до аукціону відповідних цінових заявок:

$$M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ(задов)}} \equiv M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}} = \forall \text{ЦЗ}_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}}.$$

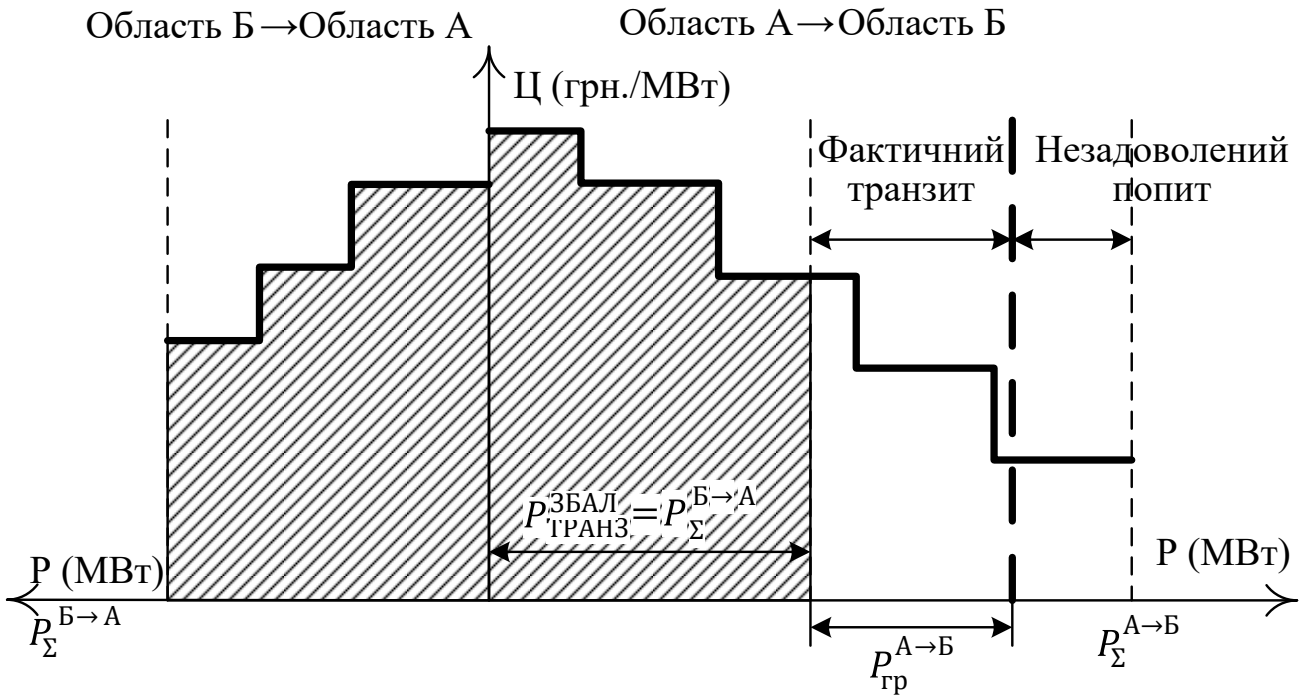


Рисунок Ж.2. Приклад виділення незбалансованого попиту на ресурс пропускної спроможності

Якщо $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} > P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B}$, то до множини задоволених на аукціоні цінових заявок на ресурс пропускної спроможності ЛЕП в напрямку транзиту електроенергії від зони А до зони Б входить лише частина допущених до аукціону відповідних цінових заявок із сумарними обсягами $(P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B})$. Таким чином, виникає необхідність у розв'язанні задачі максимізації добробуту ринку пропускної спроможності ЛЕП для цінових заявок щодо транзиту електроенергії від зони А до зони Б:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_i^{(A \rightarrow B)} P_i \cdot \Pi_i \rightarrow \max, (P_i, \Pi_i) \in \Pi Z_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\Pi Z} \\ \left(\sum_i^{(A \rightarrow B)} P_i \right) \leq (P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B}) \end{array} \right. \quad (\text{Ж. 3})$$

Задача оптимального відбору цінових заявок на ресурс пропускної спроможності ЛЕП в напрямку транзиту електроенергії від зони А до зони Б за моделлю (Ж.3) фактично означає вибір цінових заявок з найвищою ціною та сумарними обсягами, що не перевищують значення $(P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B})$.

В даному випадку можлива й інша постановка задачі: визначення множини відхилених на аукціоні цінових заявок як задача мінімізації функції добробуту в області відхилених цінових заявок:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_i^{(A \rightarrow B)} P_i \cdot \Pi_i \rightarrow \min, (P_i, \Pi_i) \in \Pi Z_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\Pi Z} \\ \left(\sum_i^{(A \rightarrow B)} P_i \right) \geq P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} - (P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B}) \end{array} \right. \quad (\text{Ж. 4})$$

З математичної точки зору моделі (Ж.3) та (Ж.4) рівноцінні. Крім того, внаслідок неможливості визначення апріорі співвідношення між кількостями задоволених та відхилених цінових заявок, неможливо також апріорі визначити, в якій з наведених двох моделей буде досягнуто результату з найменшою кількістю дій. Модель (Ж.3) в більшій мірі відповідає логіці загальної постановки задачі: максимізація добробуту ринку пропускної спроможності ЛЕП шляхом задоволення попиту на цей ресурс лінії. Проте, при використанні функції вартості транзиту як додаткового обмеження на аукціоні пропускної спроможності ЛЕП, коли можлива наявність кількох екстремумів, модель (Ж.4) дозволяє гарантовано отримати

глобальний мінімум без додаткових дій на аналіз кількості екстремумів та їх порівняння.

У випадках, коли $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} < P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$, задача оптимального задоволення попиту на ресурс транзиту електроенергії через міжсистемний електричний зв'язок розв'язується аналогічно. При цьому приймаються всі цінові заявки на транзит електроенергії від Області А до Області Б:

$$M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ(задов)}} \equiv M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}} = \forall \text{ЦЗ}_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}}.$$

Множина задоволених цінових заявок на транзит електроенергії від Області Б до Області А визначається таким чином:

$$M_{B \rightarrow A}^{\text{ЦЗ(задов)}} \ni \left\{ \begin{array}{l} \forall \text{ЦЗ}_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\text{ЦЗ}}, P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} \leq P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} + P_{\text{гр}}^{B \rightarrow A} \\ \sum_i^{(B \rightarrow A)} P_i \cdot \text{Ц}_i \rightarrow \min, (P_i, \text{Ц}_i) \in \text{ЦЗ}_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\text{ЦЗ}} \\ \left(\sum_i^{(B \rightarrow A)} P_i \right) \geq P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} - (P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} + P_{\text{гр}}^{B \rightarrow A}), P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} > P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} + P_{\text{гр}}^{B \rightarrow A} \end{array} \right.$$

Загальний алгоритм розв'язання задачі оптимального задоволення попиту на ресурс транзиту електроенергії через міжсистемний електричний зв'язок при наявності попиту в обидва напрямки має наступний вигляд.

1. Розподіл загальної множини цінових заявок $M_{A \leftrightarrow B}^{\text{ЦЗ}}$ на дві підмножини $M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}}$ та $M_{B \rightarrow A}^{\text{ЦЗ}}$ окремо для кожного напрямку транзиту:

$$M_{A \leftrightarrow B}^{\text{ЦЗ}} \equiv M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}} \cup M_{B \rightarrow A}^{\text{ЦЗ}},$$

$$\left[\begin{array}{l} M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}} = (\text{ЦЗ}_1^{A \rightarrow B}, \text{ЦЗ}_2^{A \rightarrow B}, \dots, \text{ЦЗ}_i^{A \rightarrow B}, \dots, \text{ЦЗ}_{N(A \rightarrow B)}^{A \rightarrow B}), \text{ЦЗ}_i^{A \rightarrow B} = (\text{Ц}_i, P_i, H_i), \text{ЦЗ}_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\text{ЦЗ}}, H_i = "A \rightarrow B" \\ M_{B \rightarrow A}^{\text{ЦЗ}} = (\text{ЦЗ}_1^{B \rightarrow A}, \text{ЦЗ}_2^{B \rightarrow A}, \dots, \text{ЦЗ}_i^{B \rightarrow A}, \dots, \text{ЦЗ}_{N(B \rightarrow A)}^{B \rightarrow A}), \text{ЦЗ}_i^{B \rightarrow A} = (\text{Ц}_i, P_i, H_i), \text{ЦЗ}_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\text{ЦЗ}}, H_i = "B \rightarrow A" \end{array} \right.$$

2. Визначення сумарного попиту на ресурс пропускної спроможності міжсистемного електричного зв'язку окремо по кожному напрямку транзиту:

$$\begin{cases} P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} = \sum_{i=1}^{N(A \rightarrow B)} P_i, P_i \in \mathbb{C}3_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\mathbb{C}3} \\ P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} = \sum_{i=1}^{N(B \rightarrow A)} P_i, P_i \in \mathbb{C}3_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\mathbb{C}3} \end{cases}$$

3. Оптимальний вибір цінових заявок в залежності від співвідношень між $P_{\Sigma}^{A \rightarrow B}$ та $P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}$.

$M_{A \rightarrow B}^{\mathbb{C}3(\text{задов})}$

$$\ni \left\{ \begin{array}{l} \forall \mathbb{C}3_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\mathbb{C}3}, P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} = P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} \\ \forall \mathbb{C}3_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\mathbb{C}3}, (P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} > P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}) \wedge (P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} \leq P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B}) \\ \sum_i^{(A \rightarrow B)} P_i \cdot \mathbb{C}_i \rightarrow \max, (P_i, \mathbb{C}_i) \in \mathbb{C}3_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\mathbb{C}3} \\ \left(\sum_i^{(A \rightarrow B)} P_i \right) \leq (P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B}), (P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} > P_{\Sigma}^{B \rightarrow A}) \wedge (P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} > P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} + P_{\text{гр}}^{A \rightarrow B}) \end{array} \right.$$

$M_{B \rightarrow A}^{\mathbb{C}3(\text{задов})}$

$$\ni \left\{ \begin{array}{l} \forall \mathbb{C}3_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\mathbb{C}3}, P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} = P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} \\ \forall \mathbb{C}3_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\mathbb{C}3}, (P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} > P_{\Sigma}^{A \rightarrow B}) \wedge (P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} \leq P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} + P_{\text{гр}}^{B \rightarrow A}) \\ \sum_i^{(B \rightarrow A)} P_i \cdot \mathbb{C}_i \rightarrow \min, (P_i, \mathbb{C}_i) \in \mathbb{C}3_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\mathbb{C}3} \\ \left(\sum_i^{(B \rightarrow A)} P_i \right) \geq P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} - (P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} + P_{\text{гр}}^{B \rightarrow A}), (P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} > P_{\Sigma}^{A \rightarrow B}) \wedge (P_{\Sigma}^{B \rightarrow A} > P_{\Sigma}^{A \rightarrow B} + P_{\text{гр}}^{B \rightarrow A}) \end{array} \right.$$

Питання принципів ціноутворення на ринку пропускної спроможності міжсистемного електричного зв'язку у випадку подання цінових заявок на транзит

електроенергії в двох напрямках повинно узгоджуватися при укладанні міждержавних угод на здійснення торгівельних операцій з імпорту/експорту електроенергії. В залежності від рівня інтеграції ринків електроенергії різних країн в сегменті міждержавного імпорту/експорту електроенергії, можливі два основні варіанти визначення маржинальних цін.

1. Визначення вартості ресурсу пропускної спроможності ЛЕП окремо по кожному напрямку транзиту електроенергії як вартості найдешевшої прийнятої цінової заявки у відповідному напрямку:

$$\begin{cases} \Pi_{A \rightarrow B}^{\text{гран}} = \min \left(\Pi_i \in \Pi_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\Pi Z(\text{задов})} \right) \\ \Pi_{B \rightarrow A}^{\text{гран}} = \min \left(\Pi_i \in \Pi_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\Pi Z(\text{задов})} \right) \end{cases}$$

2. Визначення єдиної для обох напрямків транзиту електроенергії вартості ресурсу пропускної спроможності ЛЕП як вартості найдешевшої прийнятої цінової заявки в обох напрямках:

$$\Pi_{A \leftrightarrow B}^{\text{гран}} = \min \left(\min \left(\Pi_i \in \Pi_i^{A \rightarrow B} \in M_{A \rightarrow B}^{\Pi Z(\text{задов})} \right), \min \left(\Pi_i \in \Pi_i^{B \rightarrow A} \in M_{B \rightarrow A}^{\Pi Z(\text{задов})} \right) \right)$$

Запровадження цінових заявок на транзит електроенергії в обох напрямках на аукціоні пропускної спроможності ЛЕП дозволяє реалізувати процес багатосторонньої міждержавної торгівлі електроенергією з використанням ОЕС України як транзитного вузла без необхідності узгоджувати результати торгів на ринках електроенергії різних країн.

Для організації багатосторонніх торгів ресурсами пропускної спроможності міждержавних зв'язків з використанням ОЕС України як єдиного транспортного вузла необхідно додатково ввести новий рівень оптимізації для узгодження

транзитних потоків електроенергії через ОЕС України. Принципи організації такого рівня оптимізації розглянуто в наступному розділі.

Принципи організації об'єднаного аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів в Україні з країнами Європи.

Оптовий ринок електроенергії України на сьогоднішній день функціонує відокремлено від відповідних ринків інших країн і операції імпорту/експорту електроенергії регламентуються міждержавними угодами та двосторонніми договорами. Тому достатньо організувати ринок торгівлі пропускною спроможністю міждержавних електричних зв'язків у вигляді аукціонів окремо по кожній лінії (чи групі ліній). Проте така організація торгів стримуватиме розвиток можливостей ОЕС України як транзитної енергосистеми. Тому більш перспективною вбачається організація ринку пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків у вигляді об'єднаного аукціону, на якому учасникам ринку надається зручний економічний інструментарій для реалізації операцій транзиту електроенергії через ОЕС України. Розглянемо основні принципи функціонування такого об'єднаного аукціону на прикладі міждержавних електричних зв'язків України із енергосистемами Румунії, Угорщини та Словаччини (рис. Ж.3).

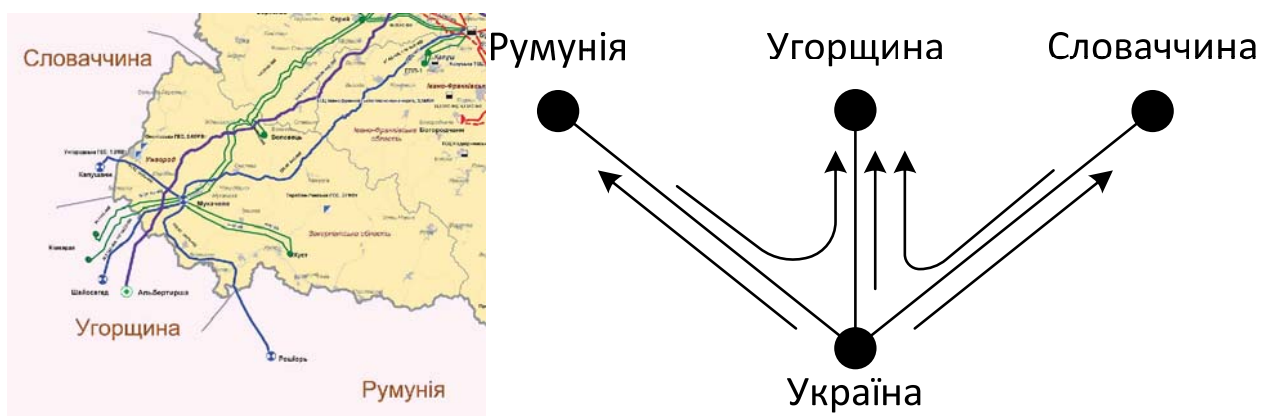


Рисунок Ж.3. Приклад структури запитів на пропускну спроможність міждержавних електричних перетинів ОЕС України

При побудові моделі об'єднаного аукціону пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків прийнято такі основні допущення.

1. В межах даного аукціону враховуються виключно електричні зв'язки між ОЕС України та енергосистемами інших країн. Електричні зв'язки безпосередньо між іншими країнами, як і будь-які угоди з торгівлі електроенергією, що не стосуються транзиту через ОЕС України, тут не враховуються.

2. ОЕС України на об'єднаному аукціоні пропускної спроможності для міждержавної торгівлі електроенергією розглядається як єдиний електричний вузол. Витрати на забезпечення транзиту електроенергії через ОЕС України безпосередньо не враховуються.

Перше припущення визначає загальний принцип взаємодії учасників ринків електроенергії різних країн. В даному випадку оптовий ринок електроенергії України функціонує незалежно від ринків електроенергії інших країн і будь-які заходи з об'єднання ринків електроенергії різних країн тут не враховуються. Також не враховуються і будь-які заходи з імпорту-експорту електроенергії між різними країнами, що не стосуються транзиту через міждержавні електричні зв'язки ОЕС України. Аукціон пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків ОЕС України на даному етапі розвитку ринкових відносин в електроенергетиці України повинен працювати відокремлено від оптових ринків електроенергії як України, так і інших країн.

Друге припущення підкреслює традиційну для аукціону електроенергії функцію: балансування попиту та пропозиції енергетичних ресурсів за економічними критеріями без урахування (чи з непрямым урахуванням) системних обмежень та інших чинників.

З огляду на описані вище припущення, важливого значення набуває питання про взаємовплив між результатами торгів пропускною спроможністю по окремим ЛЕП. Так, якщо постачальники не здійснюють транзит електроенергії до інших країн через ОЕС України, то торгівля пропускною спроможністю може складатися

з трьох фактично незалежних аукціонів – окремо по кожному міждержавному зв'язку. Проте запит на транзит електроенергії через ОЕС України фактично означає подання заявки на ресурси двох міждержавних зв'язків. Наприклад, для транзиту електроенергії з Румунії до Угорщини через ОЕС України необхідно виділення ресурсів пропускної спроможності таких міждержавних електричних зв'язків, як “Румунія – Україна” та “Україна – Угорщина”. Запит на такий ресурс фактично означає подання на відповідні аукціони двох заявок, зв'язаних між собою наступним правилом: “Обидві заявки або повністю задовольняються, або повністю відхиляються”.

Наведене правило розгляду заявок на пропускну спроможність ЛЕП аналогічне правилу розгляду блокових заявок з ознакою “все або нічого” на багатьох європейських РДН. Для РДН заявкою на енергетичний ресурс визначається однаковий обсяг електроенергії для кожного погодинного аукціону. Проте, на РДН в блокових заявках визначається єдиний ціновий рівень, який порівнюється з середнім арифметичним значенням маржинальних цін по охоплюваних блоковою заявкою годинах. На аукціоні пропускної спроможності міждержавних зв'язків визначення єдиної цінової межі апріорі не має сенсу, оскільки заявки в запиті стосуються різних ЛЕП з різними графіками вартості транзиту. З іншого боку, для заявки на транзит електроенергії через ОЕС України необхідно зазначати однаковий обсяг передавання електроенергії через два міждержавні електричні зв'язки, тобто на два аукціони пропускної спроможності по окремим міждержавним електричним зв'язкам має подаватися спільна заявка з однаковим обсягом ресурсів ліній. Це правило аналогічне основному принципу формування блокових заявок на ринках “на добу наперед” з ознакою “все або нічого”: забезпечення однакових обсягів купівлі/продажу електроенергії протягом кількох годин поспіль. Таким чином, для процедури аналізу заявок на міждержавний транзит електроенергії через ОЕС України в цілому підходять методи аналізу блокових цінових заявок з ознакою “все або нічого” на РДН.

Основною відмінністю процедури аналізу заявок на ресурси міждержавних електричних зв'язків є правило прийняття рішення щодо задоволення чи відхилення такої блокової заявки: якщо на РДН блокова заявка приймається за умови, коли вказана у блоковій заявці ціна є “кращою” за середнє арифметичне граничних цін в охоплювані заявкою години доби, то заявка на транзит електроенергії через ОЕС України приймається за умови, коли ця цінова заявка задоволена на обох аукціонах по визначеним в заявці міждержавним електричним зв'язкам.

Іншим подібним інструментом торгівлі електроенергією є “блокові зв'язані цінові заявки”, торгівлю якими реалізовано на біржі NordPool. Форма подання зв'язаних заявок на NordPool передбачає визначення обсягів електроенергії та цінових меж окремо по кожній із заявок, хоча правила зв'язку цінових заявок на NordPool інші (згідно до правил виконання торгів на NordPool, друга зв'язана заявка розглядається, якщо прийнято першу). Таким чином, процедури аналізу “блокових зв'язаних цінових заявок” на біржі NordPool також можуть використовуватись для реалізації процесу аналізу заявок на транзит електроенергії через ОЕС України. В цьому випадку також відмінність алгоритмів полягатиме лише у правилі прийняття рішення щодо задоволення чи відхилення поданої цінової заявки.

Таким чином, для організації торгівлі пропускною спроможністю міждержавних зв'язків з транзитом електроенергії через ОЕС України можуть бути прийняті алгоритми аналізу блокових (з ознакою “все або нічого”) або блокових зв'язаних цінових заявок, які вже використовуються на європейських біржах електроенергії, із незначними змінами у логіці прийняття рішення щодо задоволення поданої цінової заявки. Як вже показано вище, на об'єднаному аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків окрема цінова заявка на транзит електроенергії через ОЕС України задовольнятиметься за

умови, коли ця цінова заявка задоволена на обох аукціонах по визначеним в заявці міждержавним електричним зв'язкам.

Методи розрахунку результатів об'єднаного аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів в Україні з країнами Європи.

Базовою ознакою для проведення торгів пропускною спроможністю міждержавних зв'язків є визначення розрахункового періоду. Для об'єднаного аукціону за розрахунковий період необхідно брати мінімальне значення розрахункових періодів на ринках електроенергії країн-учасників аукціону. Наприклад, якщо в усіх країнах за розрахунковий період приймається 1 година, то і на аукціоні пропускної спроможності приймається розрахунковий період 1 година. Оскільки на даному аукціоні відсутня принципова необхідність у поданні блокових цінових заявок (цінових заявок з однаковим обсягом на кілька розрахункових періодів поспіль), то торги по кожному розрахунковому періоду виконуються незалежно один від одного. Тому далі правила розрахунку результатів торгів на аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків наводитимуться відповідно до окремого розрахункового періоду.

Вхідними даними аукціону пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків є визначені системними операторами обмеження на транзит електроенергії по міждержавним зв'язкам окремо по кожному зв'язку і кожного напрямку транзиту електроенергії відповідно до способів, наведених в першому розділі цієї роботи, та цінові заявки учасників ринку. Обмеження на транзит електроенергії визначають максимальні рівні потоків електроенергії по міждержавним зв'язкам та граничні ціни транзиту електроенергії.

Для прикладу об'єднаного аукціону на прикладі міждержавних електричних зв'язків України із сусідніми енергосистемами Румунії, Угорщини та Словаччини максимальні рівні потоків електроенергії по міждержавним зв'язкам подаються наступні:

$P_{max}^{Ukr-Rum}$ – максимальне навантаження міждержавного зв'язку при постачанні електроенергії в напрямку з України до Румунії, мВт;

$P_{max}^{Rum-Ukr}$ – максимальне навантаження міждержавного зв'язку при постачанні електроенергії в напрямку з Румунії до України, мВт;

P_{max}^{Ukr-Ug} – максимальне навантаження міждержавного зв'язку при постачанні електроенергії в напрямку з України до Угорщини, мВт;

P_{max}^{Ug-Ukr} – максимальне навантаження міждержавного зв'язку при постачанні електроенергії в напрямку з Угорщини до України, мВт;

$P_{max}^{Ukr-Slov}$ – максимальне навантаження міждержавного зв'язку при постачанні електроенергії в напрямку з України до Словаччини, мВт;

$P_{max}^{Slov-Ukr}$ – максимальне навантаження міждержавного зв'язку при постачанні електроенергії в напрямку зі Словаччини до України, мВт.

Якщо на аукціоні враховується вартість транзиту електроенергії та допускається переобтяження ЛЕП, то додатково подаються функції граничної вартості транзиту:

$\Pi(P_{транз}^{Ukr-Rum})$ – гранична вартість транзиту при постачанні електроенергії в напрямку з України до Румунії, грн./мВт;

$\Pi(P_{транз}^{Rum-Ukr})$ – гранична вартість транзиту при постачанні електроенергії в напрямку з Румунії до України, грн./мВт;

$\Pi(P_{транз}^{Ukr-Ug})$ – гранична вартість транзиту при постачанні електроенергії в напрямку з України до Угорщини, грн./мВт;

$\Pi(P_{транз}^{Ug-Ukr})$ – гранична вартість транзиту при постачанні електроенергії в напрямку з Угорщини до України, грн./мВт;

$\Pi(P_{транз}^{Ukr-Slov})$ – гранична вартість транзиту при постачанні електроенергії в напрямку з України до Словаччини, грн./мВт;

$\Pi(P_{транз}^{Slov-Ukr})$ – гранична вартість транзиту при постачанні електроенергії в напрямку з Словаччини до України, грн./мВт.

Учасники торгів подають цінові заявки, в яких визначаються такі дані:

- напрямок транзиту електроенергії (країна-експортер та країна-імпортер);
- тип цінової заявки та відповідна цьому типу множина цінових позицій;
- для цінових заявок деяких типів додатково можливе визначення ознаки “все або нічого”.

Основні типи цінових заявок, які можуть використовуватись на аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних зв’язків, наведено на рисунку Ж.4.

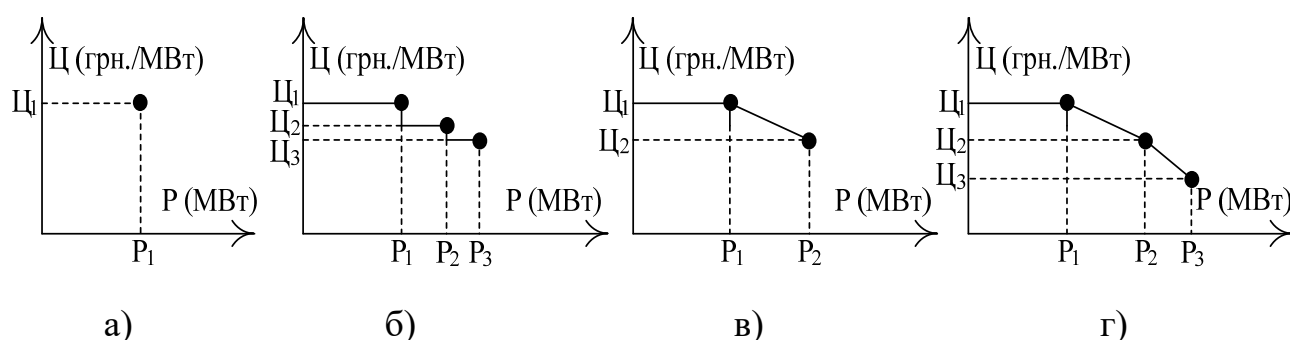


Рисунок Ж.4. Основні типи цінових заявок на об’єднаному аукціоні торгівлі пропускною спроможністю міждержавних електричних перетинів

Найпростішим типом цінової заявки на аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних зв’язків є одна цінова пара (ціна; обсяги), відображена на рисунку Ж.4,а. Якщо для заявки цього типу задається ознака “все або нічого”, то така заявка або задовольняється повністю або повністю відхиляється. В протилежному випадку в результаті торгів можливе часткове задоволення цінової заявки (тобто, задоволення лише частини визначеного заявкою обсягу). Далі цінова заявка такого типу називатиметься простою ціновою заявкою.

Цінова заявка може містити кілька цінових пар, згрупованих у напрямку зниження ціни, як показано на рисунку Ж.4,б. Для наведеного прикладу під час торгів такі цінові пари розглядатимуться як еквівалентний набір простих цінових заявок $\{(C_1, P_1), (C_2, P_2 - P_1), (C_3, P_3 - P_2)\}$. В результаті торгів учасник аукціону

отримуватиме значення задоволеного обсягу транзиту. Якщо в ціновій заявці задається ознака “все або нічого”, то обсяги транзиту по кожній ціновій позиції або приймаються повністю, або повністю відхиляються.

Учасник торгів може подати цінову заявку у формі лінії між двома ціновими парами $\{(C_1, P_1), (C_2, P_2)\}$ згрупованими у напрямку зниження ціни, як показано на рисунку Ж.4,в. В цьому випадку під час торгів цінова заявка розглядається як еквівалентний набір двох цінових заявок:

- 1) проста цінова заявка (C_1, P_1) з ознакою “все або нічого”;
- 2) лінійна цінова заявка з допустимим результатом на лінії $\{(C_1, 0), (C_2, P_2 - P_1)\}$.

За необхідності, учасник торгів може подати цінову заявку, що складається з кількох ліній між заданими ціновими парами, як показано на рисунку Ж.4,г.

Цінові заявки у формі ліній (рис. Ж.4,в чи Ж.4,г) фактично визначають безперервну функціональну залежність граничної вартості ресурсу пропускної спроможності ЛЕП від куплених обсягів цього ресурсу. Очевидно, ознака “все або нічого” не може використовуватись для цінових заявок такого типу.

Якщо учасник торгів має наміри постачати електроенергію по міждержавним електричним зв'язкам транзитом через ОЕС України, то він подає цінову заявку особливого типу – транзитну цінову заявку. Для заявки такого типу розрізняються два напрямки транзиту електроенергії: від країни експортера електроенергії до ОЕС України та від ОЕС України до країни-імпортера електроенергії. В заявці визначається єдиний обсяг постачання електроенергії та граничні ціни вартості по кожному з двох напрямків транзиту. Під час торгів така цінова заявка розглядається як еквівалентний набір двох простих заявок (по одній на кожен з указаних напрямків транзиту електроенергії) з ознакою “все або нічого” та зв'язаних між собою правилом: обидві заявки разом задовольняються або разом відхиляються.

На багатьох європейських біржах електроенергії додатково використовуються так звані “цінонезалежні заявки”, тобто заявки, в яких указуються лише обсяги енергетичного ресурсу. Учасники ринку електроенергії,

таким чином, погоджуються купувати на аукціоні відповідний енергетичний ресурс за тою ціною, яка визначиться на аукціоні в результаті торгів. Заявки такого виду деякою мірою підвищують ймовірність перемоги під час торгів, оскільки вони мають вищий пріоритет і рекомендовані для тих випадків, коли для учасника ринку необхідно будь-що викупити відповідний енергетичний ресурс. Проте відомі випадки, коли цінонезалежні блокові заявки з ознакою “все або нічого” під час торгів відхиляються в результаті ефекту парадоксального відхилення блокових заявок (це стосується біржі Belrex, де реалізовано такий вид цінових заявок). Крім того, за низького рівня конкуренції (відносно низької кількості учасників ринку) використання цінонезалежних заявок може призводити до анулювання результатів торгів внаслідок відсутності ціноутворюючих факторів, наприклад, якщо в результаті торгів не прийнято жодної цінової заявки. Тому, на перших етапах розвитку ринку пропускної спроможності міждержавних електричних зв’язків України, використання цінонезалежних заявок на ресурси пропускної спроможності ліній не рекомендується.

Сумісне використання лінійних цінових заявок та цінових заявок з ознакою “все або нічого” призводить до необхідності використання при розрахунках результатів торгів комбінованих дискретно-лінійних методів. Крім того, для реалізації процесу аналізу пакетів цінових заявок на ресурси пропускної спроможності міждержавних електричних зв’язків при транзиті електроенергії через ОЕС України, виникає необхідність реалізації додаткових процесів ітераційного пошуку розв’язків поставленої задачі. Рівень складності алгоритму розрахунку результатів торгів на аукціоні при цьому обумовлюватиметься набором інструментів торгів, який організатор аукціону пропонує учасникам ринку. При цьому введення обмежень на використання окремих типів цінових заявок спрощуватиме алгоритм розрахунку результатів торгів, але суттєво знижуватиме можливості учасників ринку. Крім того, введення обмежень на використання

окремих типів цінових заявок призводитиме до тенденції неповної реалізації наявних ресурсів пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків.

Розглянемо основні принципи побудови алгоритму розрахунку результатів торгів на аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків.

Найпростіший аукціон пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків реалізується використанням виключно дискретних цінових заявок (цінових заявок з ознакою “все або нічого”) у формі однієї цінової пари окремо по кожному міждержавному зв'язку. В такому випадку розв'язується класична задача одностороннього аукціону з обмеженням на сумарний обсяг транзиту електроенергії через міждержавний електричний зв'язок. Найбільшого розповсюдження для розв'язання задач такого типу набув метод Лагранжа. Для розрахунків результатів торгів пропускною спроможністю окремих міждержавних зв'язків використовується наступна послідовність дій.

1. Здійснюється сортування поданих на аукціон цінових заявок.
2. Здійснюється вибір цінових заявок з сумарним обсягом ресурсу пропускної спроможності ЛЕП не більшим за встановлений граничний рівень.

Процес сортування поданих на аукціон цінових заявок здійснюється таким чином, щоб цінові заявки з “найкращими умовами” опинилися на початку ранжованого списку і, відповідно, розглядалися щодо їх задоволення в першу чергу. Для аукціону торгівлі пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків “найкращими” вважаються цінові заявки з найвищою ціною купівлі ресурсу. Для цінових заявок з однаковим рівнем ціни додатково здійснюється сортування за часом їх подання (чи останньої редакції). Таким чином, при розрахунках результатів торгів пріоритет матимуть цінові заявки, подані раніше за інших.

Процес відбору задоволених цінових заявок здійснюється в результаті циклу проходу по впорядкованому на попередньому етапі списку цінових заявок, починаючи з цінової заявки із найкращими умовами (найвища ціна та найстаріший

час подання) і закінчуючи ціновою заявкою із найгіршими умовами (найнижча ціна та найновіший час подання). Паралельно виконується розрахунок сумарного обсягу проданого на аукціоні ресурсу. На кожному кроці циклу рішення про задоволення поточної цінової заявки приймається у випадку, якщо сумарний обсяг ресурсу пропускної спроможності міждержавного електричного зв'язку за умови задоволення цієї цінової заявки не перевищуватиме визначений граничний рівень пропускної спроможності. Процес відбору цінових заявок завершується, якщо прийняття поточної цінової заявки призведе до перевищення граничного рівня пропускної спроможності або якщо оброблено всі заявки на ресурс пропускної спроможності (у тому випадку, коли сумарний обсяг поданих на аукціон цінових заявок менший за визначений для торгів граничний рівень ресурсу).

Гранична ціна торгів у випадку використання виключно дискретних цінових заявок з ознакою “все або нічого” прирівнюється до значення ціни, вказаній в останній задоволеній ціновій заявці.

Використання лінійних цінових заявок разом з дискретними на аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків призведе до необхідності реалізації додаткових дій під час розрахунків результатів торгів. Процес розрахунку результатів торгів в даному випадку набуватиме наступного вигляду.

1. Підготовка поданих на аукціон цінових заявок до аналізу (формування розрахункової множини цінових заявок).
2. Сортування поданих на аукціон цінових заявок.
3. Вибір цінових заявок з сумарним обсягом ресурсу пропускної спроможності ЛЕП, не більшим за встановлений граничний рівень.
4. Підготовка результатів розрахунків для відображення.

Процес підготовки поданих на аукціон цінових заявок до аналізу полягає у декомпозиції вхідних заявок у еквівалентні множини простих цінових заявок. Так,

цінові заявки у формі множини цінових пар (ціна; обсяг) розкладаються у еквівалентні множини цінових заявок у формі однієї цінової пари.

Процес підготовки лінійних цінових заявок має більш складний характер і здійснюється в два етапи:

1) розкладання лінійних цінових заявок на еквівалентну множину елементарних лінійних заявок;

2) еквівалентування елементарних лінійних заявок з однаковими початковою та кінцевою цінами в єдину лінійну заявку.

Для означення елементарної лінійної заявки додатково вводиться термін цінового інтервалу лінійної заявки. Під ціновим інтервалом лінійної заявки розуміється проміжок між початковою та кінцевою цінами лінійної заявки. Дискретні цінові заявки при цьому можуть розглядатися як особливі випадки ліній, для яких ціновий інтервал зведено до однієї точки (тобто початкова та кінцева ціна лінійної заявки однакові). Тоді елементарною лінійною заявкою вважатиметься така цінова заявка, ціновий інтервал якої не пересікається з ціновими інтервалами інших цінових заявок. При цьому допускається наявність прилеглих цінових інтервалів (коли, наприклад, кінцева ціна однієї цінової заявки та початкова ціна іншої цінової заявки співпадають) та еквівалентних цінових інтервалів (коли початкова та кінцева ціни кількох цінових заявок співпадають).

Процес розкладання лінійних цінових заявок на еквівалентну множину елементарних лінійних заявок починається з формування упорядкованої множини цін, визначених у поданих на аукціон цінових заявках. Далі здійснюється аналіз поданих на аукціон лінійних цінових заявок. Для кожної лінійної цінової заявки визначається ціновий інтервал, який порівнюється із загальною множиною цін. Якщо в загальній множині цін існують ціни, які попадають до даного цінового інтервалу (рівність конкретної ціни початковому чи кінцевому значенню цінового інтервалу при цьому ігноруються), то лінійна цінова заявка розкладається на

еквівалентну множину таких лінійних цінових заявок, цінові інтервали яких не пересікаються значеннями із загальної множини цін.

Після розкладу лінійних цінових заявок на еквівалентні елементарні лінійні заявки можливо отримати лінійні заявки з еквівалентними ціновими інтервалами. Такі лінійні заявки групуються в єдину еквівалентну лінійну цінову заявку. Еквівалентна лінійна цінова заявка матиме ціновий інтервал, еквівалентний ціновим інтервалам згрупованих цінових заявок, та обсяг купівлі ресурсу пропускної спроможності, що дорівнює сумі обсягів, зазначених у згрупованій множині елементарних лінійних заявок.

Оскільки лінійні цінові заявки та дискретні цінові заявки без ознаки “все або нічого” можуть бути задоволені частково, то ознаки прийняття/відхилення цінової заявки на купівлю ресурсу пропускної спроможності міждержавного електричного зв’язку вже недостатньо для відображення результатів торгів. Тому в інформаційних структурах з даними про подані на аукціон та розкладені/еквівалентовані в процесі підготовки до розрахунку цінові заявки слід додатково передбачити поле для запису та зберігання значення фактично задоволених обсягів ресурсу пропускної спроможності. В процесі підготовки цінових заявок до аналізу в такі поля попередньо заносяться нульові значення.

Для врахування лінійних цінових заявок при розрахунках результатів торгів пропускною спроможністю міждержавних електричних зв’язків виконуються додаткові дії в процесі вибору задоволених цінових заявок. При цьому зміни стосуються виключно процедури прийняття рішення про задоволення указанного в ціновій заявці попиту на ресурс пропускної спроможності міждержавного електричного зв’язку. Послідовність прийняття рішення набуває такого вигляду:

- 1) якщо сумарний обсяг ресурсу пропускної спроможності міждержавного електричного зв’язку, за умови задоволення цієї цінової заявки, не перевищуватиме визначений граничний рівень пропускної спроможності, то така цінова заявка

задовольняється повністю і в поле задоволеного обсягу заноситься значення, що дорівнює указаному в запиті обсягу ресурсу;

2) якщо сумарний обсяг ресурсу пропускної спроможності міждержавного електричного зв'язку, за умови задоволення цієї цінової заявки, перевищуватиме визначений граничний рівень пропускної спроможності, то попередньо здійснюється перевірка типу цінової заявки:

2.а) дискретна цінова заявка з ознакою “все або нічого” повністю відхиляється;

2.б) для дискретної цінової заявки без ознаки “все або нічого” та лінійної цінової заявки в поле фактично задоволеного обсягу енергетичного ресурсу записується значення, за якого сумарний обсяг задоволеного попиту дорівнюватиме граничному рівню пропускної спроможності міждержавного електричного зв'язку;

2.в) процес відбору задоволених цінових заявок на цьому завершується.

При реалізації алгоритму розрахунків результатів торгів з урахуванням як дискретних, так і лінійних цінових заявок змінюється також і процедура визначення граничної ціни торгів. В даному випадку гранична ціна визначається шляхом аналізу останньої задоволеної цінової заявки (тобто, останньої заявки з ненульовим значенням фактично задоволеного попиту) за такими правилами:

– якщо остання задоволена цінова заявка має дискретний тип, то за граничну ціну торгів приймається визначена в цій заявці ціна;

– якщо цінова заявка має лінійний тип, то гранична ціна розраховується за формулою для точки, в якій визначена в ціновій заявці лінія перетинається з віссю граничного обсягу торгів пропускної спроможності.

В загальному випадку, алгоритм розрахунків результатів торгів з урахуванням як дискретних, так і лінійних цінових заявок здійснює аналіз не фактично поданих на аукціон цінових заявок, а деякої розрахункової множини заявок, еквівалентної тим, що подано для участі у торгах. Тому останнім етапом

розрахунків є підготовка отриманих результатів для відображення, тобто: розрахунки значень фактично задоволеного попиту на ресурс пропускної спроможності міждержавного електричного зв'язку для поданих на аукціон цінових заявок. Якщо в розрахунковій множині цінових заявок використовувались лінійні цінові заявки, сформовані шляхом групування елементарних цінових заявок з еквівалентним ціновим інтервалом, то відповідний розподіл фактично задоволених обсягів енергетичного ресурсу для кожної елементарної лінійної цінової заявки здійснюється пропорційно долі заявленого обсягу в цій еквівалентній групі. Далі в кожній поданій для участі у торгах ціновій заявці в поле обсягу фактично задоволеного попиту заноситься сумарне значення фактично задоволених обсягів ресурсу пропускної спроможності міждержавного електричного зв'язку з розрахункової множини цінових заявок, еквівалентної вхідній ціновій заявці.

Аукціон пропускної спроможності з урахуванням двостороннього транзиту електроенергії здійснює аналіз цінових заявок, в яких додатково визначається напрямок потоків. Наведемо метод розрахунків результатів об'єднаного аукціону пропускної спроможності з огляду на основні принципи розвитку алгоритму розрахунку результатів торгів (рис. Ж.5).

Як видно з рисунку Ж.5, послідовність аналізу цінових заявок на двосторонній транзит електроенергії передбачає наступні дії:

1. Розподіл загальної множини цінових заявок на дві підмножини окремо для кожного напрямку транзиту.
2. Визначення сумарного попиту на ресурс пропускної спроможності міжсистемного електричного зв'язку окремо по кожному напрямку транзиту, напрямку фактичного потоку електроенергії та обмеження обсягів транзиту електроенергії у цьому напрямку.
3. Для всіх цінових заявок, віднесених до підмножини для напрямку, протилежного фактичному транзиту, значення фактично задоволеного попиту прирівнюються указаному в запиті значенню обсягу ресурсу.

4. Аналіз цінових заявок, віднесених до підмножини для напрямку фактичного транзиту.

4.1. Підготовка поданих на аукціон цінових заявок до аналізу (формування розрахункової множини цінових заявок).

4.2. Сортування поданих на аукціон цінових заявок.

4.3. Вибір цінових заявок з сумарним обсягом ресурсу пропускної спроможності ЛЕП не більшим за встановлений граничний рівень.

4.4. Підготовка результатів розрахунків для відображення.



Рисунок Ж.5. Алгоритм аналізу заявок на пропускну спроможність в обох напрямках передачі

Як видно, врахування двостороннього транзиту електроенергії на аукціоні пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків здійснюється

шляхом додаткових дій на початку процесу аналізу. Фактично задача торгівлі пропускною спроможністю в обох напрямках транзиту електроенергії зводиться до задачі аукціону пропускної спроможності в одному напрямку транзиту з відкоригованим рівнем граничного обсягу транзиту електроенергії у цьому напрямку. Алгоритм аналізу цінових заявок на пропускну спроможність міждержавного електричного зв'язку в одному напрямку при цьому ніяк не змінюється.

Метод розрахунку результатів аукціону пропускної спроможності міждержавних електричних зв'язків з урахуванням транзиту електроенергії через ОЕС України додатково розширюється для врахування наступних задач:

1. Забезпечення в цінових заявках на транзит електроенергії через ОЕС України однакових фактично задоволених обсягів ресурсу пропускної спроможності по кожному із задіяних напрямків транзиту (рис. 3.3).

2. Реалізація правила задоволення цінових заявок на транзит електроенергії через ОЕС України.

Задача забезпечення в цінових заявках на транзит електроенергії через ОЕС України однакових фактично задоволених обсягів ресурсу пропускної спроможності по кожному із задіяних напрямків транзиту виникає у тих випадках, коли заявки на транзит електроенергії подаються у формі дискретних цінових заявок без ознаки “все або нічого” або у формі лінійних цінових заявок. Таким чином, найпростішим методом розв'язання поставленої задачі є обмеження форми подання цінових заявок виключно у вигляді дискретних цінових заявок з ознакою “все або нічого”. Проте, реалізація процесу узгодження обсягів транзиту електроенергії по задіяним міждержавним електричним зв'язкам для цінових заявок інших типів не викликає особливих труднощів. Розглянемо метод розв'язання поставленої задачі на конкретному прикладі.

Нехай до аукціону пропускної спроможності подано цінову заявку $\text{ЦЗ}^{\text{Уг} \rightarrow \text{Укр} \rightarrow \text{Рум}}$, якою декларується транзит електроенергії з Угорщини до Румунії транзитом через ОЕС України. На етапі підготовки до розрахунків така цінова заявка розкладається на дві зв'язані цінові заявки: цінову заявку на пропускну спроможність в напрямку транзиту електроенергії з Угорщини до України $\text{ЦЗ}^{\text{Уг} \rightarrow \text{Укр}}$ та цінову заявку на пропускну здатність в напрямку транзиту електроенергії з України до Румунії $\text{ЦЗ}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}}$. Сформовані цінові заявки беруть участь в аукціонах по відповідним міждержавним зв'язкам на загальних підставах. Нехай в результаті розрахунків отримано відповідні значення задоволеного попиту $P_{\text{транз}}^{\text{Уг} \rightarrow \text{Укр}}$ та $P_{\text{транз}}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}}$, причому $P_{\text{транз}}^{\text{Уг} \rightarrow \text{Укр}} \neq P_{\text{транз}}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}}$. Очевидно, що в даному випадку цінова заявка з меншим обсягом транзиту стала останньою прийнятою заявкою на відповідному аукціоні і значення фактично задоволеного попиту розраховано відповідно до залишку ресурсу пропускної спроможності. Тому збільшення значення фактично задоволеного попиту можливе лише за рахунок відхилення іншої цінової заявки з апріорі кращими ціновими умовами, що протирічить правилам біржі. Тому для балансування обсягів фактично задоволеного попиту по даній ціновій заявці необхідно зменшити обсяги попиту в ціновій заявці з більшим значенням фактично задоволеного попиту. В цьому випадку результати торгів для аукціону, в якому брала участь цінова заявка зі зміненим значенням заявленого попиту стають некоректними, і виникає необхідність перерахунку цих торгів.

Графічне відображення способу аналізу заявок на пропускну спроможність з метою транзиту електроенергії через ОЕС України наведено на рисунку Ж.6.

Загальна послідовність процесу забезпечення однакових обсягів фактично задоволеного попиту для цінових заявок на транзит електроенергії через ОЕС України має наступний вигляд.

1. На етапі підготовки цінових заявок до аналізу формується окремий список посилань на заявки транзиту електроенергії з країни А до країни Б через ОЕС

України $\text{ЦЗ}^{A \rightarrow \text{Укр} \rightarrow B}$. Такі цінові заявки розкладаються на дві заявки окремо по кожному відповідному міждержавному зв'язку: $\text{ЦЗ}^{A \rightarrow \text{Укр}}$ та $\text{ЦЗ}^{\text{Укр} \rightarrow B}$.

2. Здійснюються розрахунки результатів торгів окремо по всіх міжсистемним зв'язкам.

3. По списку посилань на цінові заявки, якими передбачено транзит електроенергії через ОЕС України, здійснюється пошук таких цінових заявок, фактично задоволені обсяги в яких по окремим міжсистемним зв'язкам не співпадають: $P_{\text{факт}}^{A \rightarrow \text{Укр}} \neq P_{\text{факт}}^{\text{Укр} \rightarrow B}$. Якщо в результаті пошуку виявлено кілька таких цінових заявок, то для балансування приймається цінова заявка з найнижчою ціною. Здійснюється перехід до пункту 4 алгоритму. Якщо цінових заявок з різними фактично задоволеними обсягами транзиту не знайдено, то в корегуванні нема потреби і здійснюється перехід до пункту 7 алгоритму.

4. Для цінової заявки, що підлягає балансуванню обсягів пропускної спроможності, визначається міждержавний зв'язок, для якого отримано більше значення фактично задоволеного попиту. Так, якщо $P_{\text{факт}}^{A \rightarrow \text{Укр}} > P_{\text{факт}}^{\text{Укр} \rightarrow B}$, то коригуванню підлягають обсяги заявленого попиту в ціновій заявці $\text{ЦЗ}^{A \rightarrow \text{Укр}}$. Якщо $P_{\text{факт}}^{A \rightarrow \text{Укр}} < P_{\text{факт}}^{\text{Укр} \rightarrow B}$, то коригуванню підлягають обсяги заявленого попиту в ціновій заявці $\text{ЦЗ}^{\text{Укр} \rightarrow B}$.

5. В ціновій заявці, що підлягає коригуванню, обсяг заявленого попиту прирівнюється значенню фактично задоволеного попиту другої цінової заявки. Так, якщо $P_{\text{факт}}^{A \rightarrow \text{Укр}} > P_{\text{факт}}^{\text{Укр} \rightarrow B}$, то $P_{\text{заявл}}^{A \rightarrow \text{Укр}} = P_{\text{факт}}^{\text{Укр} \rightarrow B}$. Якщо $P_{\text{факт}}^{A \rightarrow \text{Укр}} < P_{\text{факт}}^{\text{Укр} \rightarrow B}$, то $P_{\text{заявл}}^{\text{Укр} \rightarrow B} = P_{\text{факт}}^{A \rightarrow \text{Укр}}$.

6. Здійснюється перерахунок результатів торгів пропускної спроможності міждержавного зв'язку, для якого скориговано цінову заявку.

7. Кінець алгоритму балансування обсягів задоволеного попиту для цінових заявок на транзит електроенергії через ОЕС України.

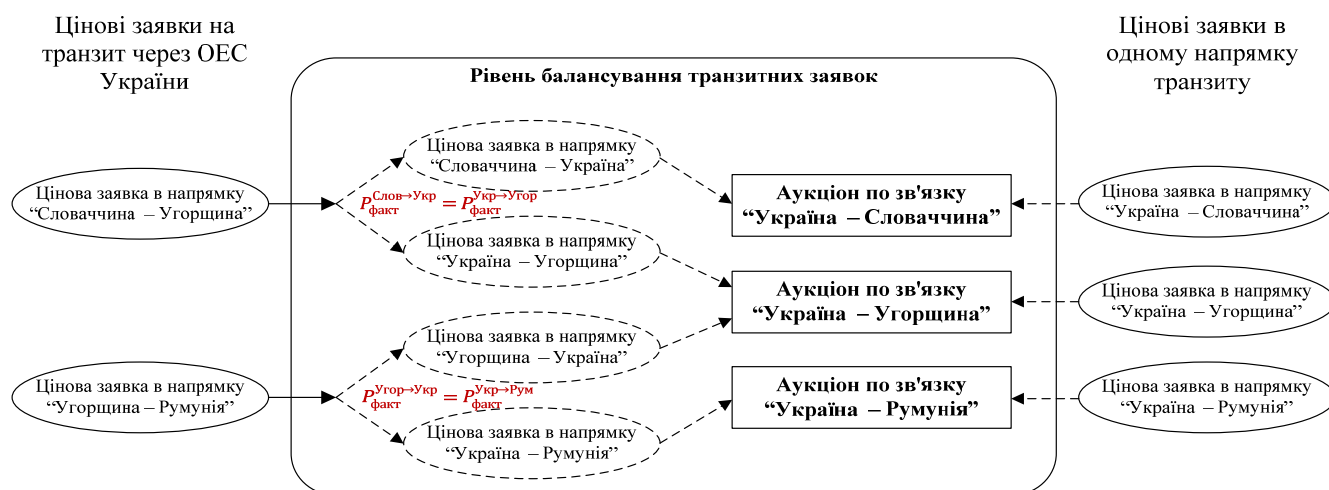


Рисунок Ж.6. Приклад організації аукціону пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів з країнами «Вишеградської четвірки»

Графічна інтерпретація наведеного методу показана на рисунку Є.7.

В загальному випадку описаний вище алгоритм є прийнятним і для розв'язання задачі реалізації правила задоволення цінових заявок на транзит електроенергії через ОЕС України (заявка або приймається з однаковими обсягами ресурсу пропускної спроможності по обом міжсистемним зв'язкам, або повністю відхиляється). Дійсно, якщо в результаті розрахунків по одному з міжсистемних зв'язків отримано нульове значення фактично задоволеного попиту, то для другої цінової заявки в результаті буде встановлено нульове значення заявленого попиту на ресурс пропускної спроможності.

З метою зменшення обсягу розрахунків при перерахунках, додатково в алгоритм аналізу цінових заявок по окремому міжсистемному зв'язку вводиться перевірка значення заявленого обсягу транзиту електроенергії: якщо це значення дорівнює нулю, то цінова заявка ігнорується.

Загальна послідовність проведення об'єднаного аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів

Процес торгів на аукціоні складається з трьох основних етапів.

1. Підготовка цінових заявок до аналізу.
2. Дворівневий аналіз цінових заявок.
3. Оформлення результатів торгів.

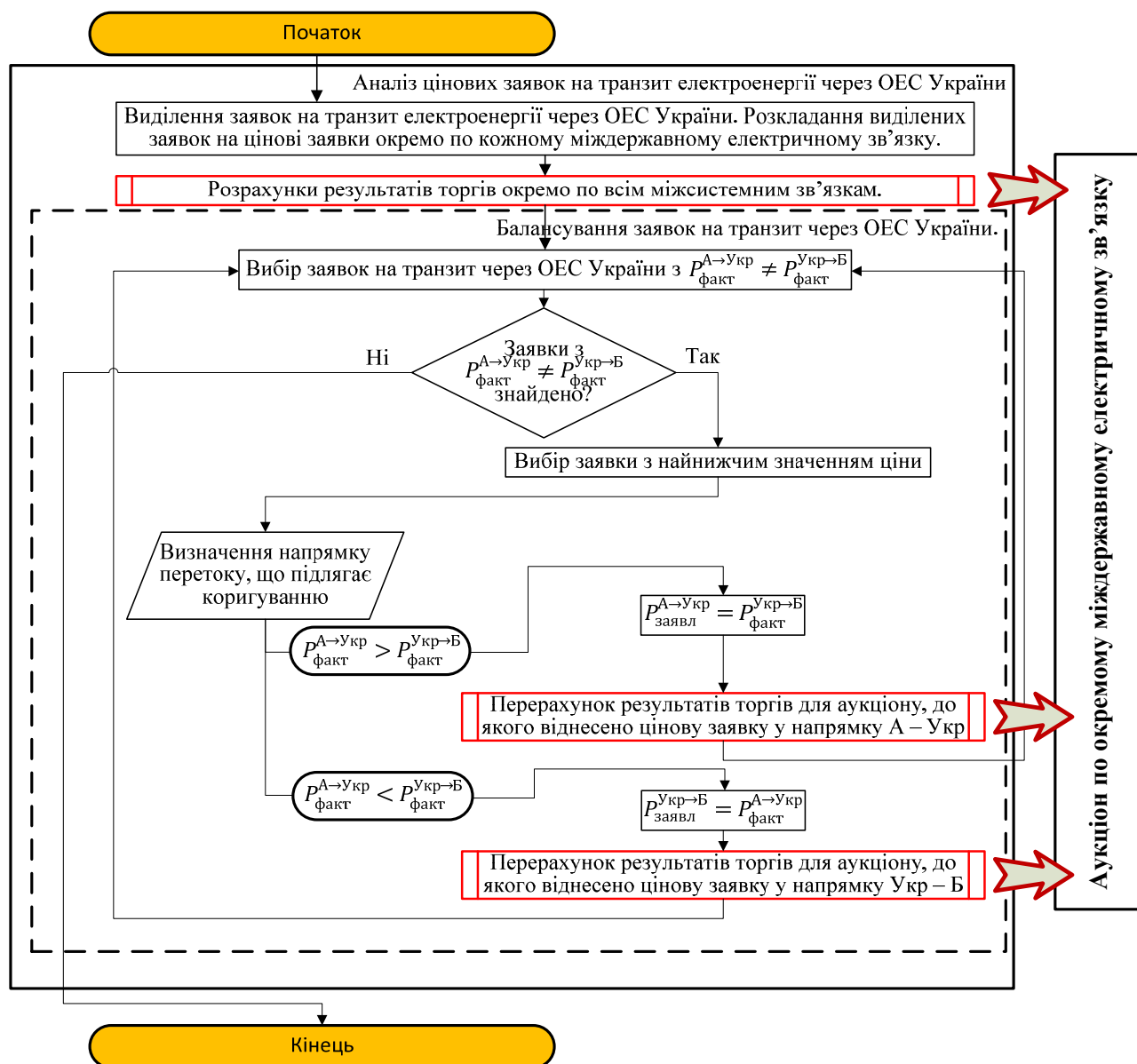


Рисунок Ж.7. Алгоритм узгодження заявок на транзит електроенергії через ОЕС України

На етапі підготовки цінових заявок до аналізу виконуються такі дії:

- декомпозиція цінових заявок на еквівалентні їм прості цінові заявки за описаними вище принципами;
- групування цінових заявок окремо по кожному міждержавному зв'язку та окремо для кожного напрямку транзиту;
- сортування кожної групи цінових заявок у напрямку зниження ціни.

Процес аналізу цінових заявок здійснюється в три етапи:

- а) попереднє балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку;
- б) аналіз зв'язаних цінових заявок;
- в) остаточне балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку.

Процес балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку полягає у визначенні напрямку та обсягів транзиту електроенергії по кожному міждержавному зв'язку. Для наочності розглянемо процес аналізу цінових заявок на транзит електроенергії по міждержавному зв'язку “Україна – Румунія”.

Вхідною інформацією процесу балансування обсягів транзиту є такі дані:

- цінові заявки, згруповані за напрямками “Україна → Румунія” та “Румунія → Україна” і відсортовані в напрямку спадання ціни транзиту;
- обмеження на транзит електроенергії $P_{\max}^{\text{Укр}-\text{Рум}}$, $P_{\max}^{\text{Рум}-\text{Укр}}$, $\Pi(P_{\text{транз}}^{\text{Укр}-\text{Рум}})$ та $\Pi(P_{\text{транз}}^{\text{Рум}-\text{Укр}})$.

Процес балансування здійснюється за наступним алгоритмом.

1. Розраховуються сумарні обсяги транзиту електроенергії по кожному з напрямків:

$$\begin{cases} P_{\Sigma}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} = \sum_{i=1}^I P_i \\ P_{\Sigma}^{\text{Рум} \rightarrow \text{Укр}} = \sum_{j=1}^J P_j \end{cases}$$

де: P_i , P_j – обсяги транзиту, вказані в цінових заявках, відповідно груп напрямку “Україна → Румунія” та “Румунія → Україна”.

2. Визначається область збалансованого транзиту:

$$P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} = \min\{P_{\Sigma}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}}, P_{\Sigma}^{\text{Рум} \rightarrow \text{Укр}}\}$$

3. Виділяється область фактичного транзиту. Нехай $P_{\Sigma}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} > P_{\Sigma}^{\text{Рум} \rightarrow \text{Укр}}$. Тоді область збалансованого транзиту визначатиметься заштрихованою фігурою на рисунку Ж.8.

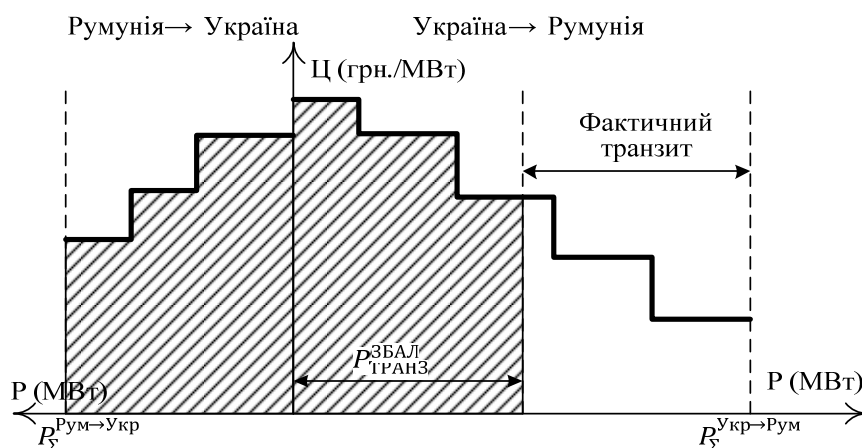


Рисунок Ж.8. Приклад узгодження балансу потоків електроенергії по перетину «Україна – Румунія»

Для наведеного на рисунку Ж.8 випадку фактичний транзит електроенергії здійснюватиметься в напрямку «Україна → Румунія». Тому всі цінові заявки на транзит електроенергії в напрямку «Румунія → Україна» позначаються як задоволені. Для розділення цінових заявок на транзит електроенергії в напрямку «Україна → Румунія» по областям збалансованого та фактичного транзиту виконується розв’язання задачі одностороннього аукціону за наступною математичною моделлю:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^N C_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} \end{array} \right.$$

Після розв'язання вище наведеної задачі цінові заявки в групі транзиту в напрямку “Україна → Румунія”, не позначені як задоволені, визначатимуть область фактичного транзиту.

4. Здійснюється аналіз цінових заявок, виділених в область фактичного транзиту без урахування обсягів збалансованого транзиту. Якщо на аукціон подано лише обмеження на сумарний обсяг транзиту електроенергії, то дана задача також розв'язується за моделлю класичного одностороннього аукціону:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\max}^{\text{Укр} - \text{Рум}} \end{cases}$$

Якщо до множини обмежень також додано функцію вартості транзиту $\Pi(P_{\text{транз}}^{\text{Укр} - \text{Рум}})$, то аналіз цінових заявок в області фактичного транзиту розв'язується за математичною моделлю, в якій додатково перевіряється обмеження на рівень цін:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\max}^{\text{Укр} - \text{Рум}} \\ \Pi_{\text{ост}} \geq \Pi(P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}}) \end{cases}$$

де: $\Pi_{\text{ост}}$ – ціновий рівень останньої задоволеної цінової заявки в області фактичного транзиту;

$\Pi(P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}})$ – значення функції вартості транзиту електроенергії для сумарно задоволеного обсягу транзиту $P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}}$.

Результатом розв'язання поставленої задачі є задоволені обсяги фактичного транзиту електроенергії та гранична ціна її транзиту через міждержавний зв'язок.

Слід зазначити, що в п.3 та 4 алгоритму попереднього балансування обсягів транзиту двічі розв'язується математична задача оптимізації одностороннього аукціону. Таке розбиття оптимізації на два кроки виконано для наочності відображення суті балансування двостороннього обміну електроенергією. При практичній реалізації методики можливе об'єднання п.3 та 4 алгоритму та розв'язання задачі оптимізації одностороннього аукціону за один крок. В цьому випадку всі цінові заявки на транзит електроенергії в напрямку “Румунія → Україна” позначаються як задоволені. Математична постановка задачі одностороннього аукціону для цінових заявок на транзит електроенергії в напрямку “Україна → Румунія” в цьому випадку враховує область збалансованого транзиту $P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}}$. Якщо на аукціоні використовуються лише обмеження на обсяги транзиту, то модель одностороннього аукціону матиме вигляд:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\max}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} + P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} \end{cases}$$

Якщо до множини обмежень також додано функцію вартості транзиту $\Pi(P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}})$, то аналіз цінових заявок в області фактичного транзиту розв'язується за наступною математичною моделлю:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \Pi_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \cdot P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^N P_i^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} \leq P_{\max}^{\text{Укр} \rightarrow \text{Рум}} + P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}} \\ \Pi_{\text{ост}} \geq \Pi(P_{\Sigma}^{\text{ф.т.}} + P_{\text{ТРАНЗ}}^{\text{ЗБАЛ}}) \end{cases}$$

Попереднє балансування обсягів транзиту для інших міжсистемних зв'язків здійснюється аналогічно.

Процес аналізу зв'язаних цінових заявок за результатами попереднього балансування полягає у розподілі таких заявок на три основні групи:

- 1) зв'язані цінові заявки, задоволені в обох напрямках транзиту електроенергії;
- 2) зв'язані цінові заявки, задоволені лише в одному напрямку транзиту електроенергії;
- 3) зв'язані цінові заявки, відхилені для обох напрямків транзиту електроенергії.

Зв'язані цінові заявки, що потрапили до другої та третьої групи, позначаються як повністю відхилені та вилучаються з подальшого розгляду. Процес остаточного балансування обсягів транзиту окремо по кожному міжсистемному зв'язку здійснюється за тим же алгоритмом, що і процес попереднього балансування, але при цьому не розглядаються зв'язані цінові заявки, вилучені на попередньому етапі розрахунків. Кінцевий етап оформлення результатів торгів полягає у визначенні для кожної поданої на аукціон цінової заявки задоволених обсягів транзиту електроенергії та вартості її транзиту.

Таким чином, реалізація на ринку міждержавної торгівлі електроенергією в Україні інструментів купівлі ресурсів пропускної спроможності для забезпечення транзиту електроенергії через ОЕС України не вимагатиме значних витрат на розробку та впровадження відповідної інформаційно-розрахункової системи, оскільки математична модель та методи реалізації процедури розрахунку результатів торгів є нескладними з точки зору їх практичної реалізації. При цьому впровадження можливостей транзиту електроенергії через ОЕС України призведе до збільшення кількості зацікавлених учасників ринку та обсягів попиту на ресурси пропускної спроможності, що призведе до бажаного посилення конкуренції в даному сегменті ринку електричної енергії.

ДОДАТОК 3

Правила ENTSO-E розрахунку пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів

Учасники суміжних ринків електроенергії (виробники або енергопостачальники) можуть укласти договори про імпорту або експорту з покупцями або продавцями в інших країнах (інших ринках) відповідно до діючого законодавства про зовнішню торгівлю. Доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів з метою експорту-імпорту електричної енергії здійснюється на умовах аукціону, організацію якого забезпечує електропередавальна організація. НПС міждержавних електричних перетинів визначає системний оператор. Визначення НПС на кожному перетині координується системними операторами суміжних енергосистем за результатами прогнозу станів цих енергосистем та потенційних комерційних і фізичних обмінів електроенергією. У тих випадках, коли НПС виявляється меншою за обсяги електричної енергії, якими учасники ринку бажають торгувати, то НПС розподіляється між учасникам ринку у формі торгів.

Основні правила визначення пропускної спроможності міждержавних електричних перетинів наводяться у наступних нормативних документах:

- ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN). Implementation Guide // ENTSO-E. – 2011 – Version 6.0.
- ENTSO-E Capacity Auction Specification Document Implementation Guide // ENTSO-E. - 2010-Version 1.0.
- IEC 62325-451-3: Transmission Capacity Allocation Business Process (Explicit Or Implicit Auction) And Contextual Models For European Market.

Прийняті в Європі методи врахування обмежень на обсяги транспортування електроенергії по міждержавним електричним перетинам визначають, що

переобтяження призводить до виділення зон з різними цінами на електроенергію, причому величина різниці у цінах залежить від рівня обмеження на передачу електроенергії: чим більший обсяг електроенергії обмежено у порівнянні з обсягами, необхідними для оптимального балансу між попитом та пропозицією, тим більшою стає різниця між цінами на електроенергію у виділених «слабким зв'язком» зонах.

В будь-якій країні потужність кожного енергоагрегату електростанцій відома національному диспетчерському центру (системному оператору). Щоденно системний оператор оновлює інформацію про наявні у країні виробничі потужності. Знаючи технологічні характеристики енергоагрегатів, можливо заздалегідь розрахувати час, який потрібен енергоагрегату для виходу на заданий рівень навантаження.

Пропускна спроможність відображає стан мережі. На її значення впливає велика кількість чинників, причому з часом значення потужності міжсистемного зв'язку змінюється. Вхідною характеристикою для аналізу обсягів електроенергії, які можливо передати через міжсистемний зв'язок, є визначення корисної пропускної спроможності. Зазвичай корисна пропускна спроможність міжсистемного зв'язку однакова для обох напрямків передачі. Чисельно корисна пропускна спроможність розраховується, виходячи з максимальної пропускної спроможності міжсистемного зв'язку, з відрахуванням обсягів, необхідних для утримання стійкості режиму. Додаткове обмеження на чисельне значення корисної пропускної спроможності – електроенергія, що передається через міжсистемний зв'язок, – не повинна порушувати будь-які мережеві обмеження у обох енергосистемах. Відповідно, для визначення корисної пропускної спроможності слід виконати аналіз режимних обмежень у обох енергосистемах.

Правила розрахунку пропускної спроможності деталізовано нормативними документами ENTSO-E, при цьому враховують чотири основні параметри, які у сукупності описують максимально допустиме використання пропускної

спроможності між двома або більше контрольними зонами. На рисунку 3.1 наведено графічний приклад визначення цих параметрів в часовому проміжку.

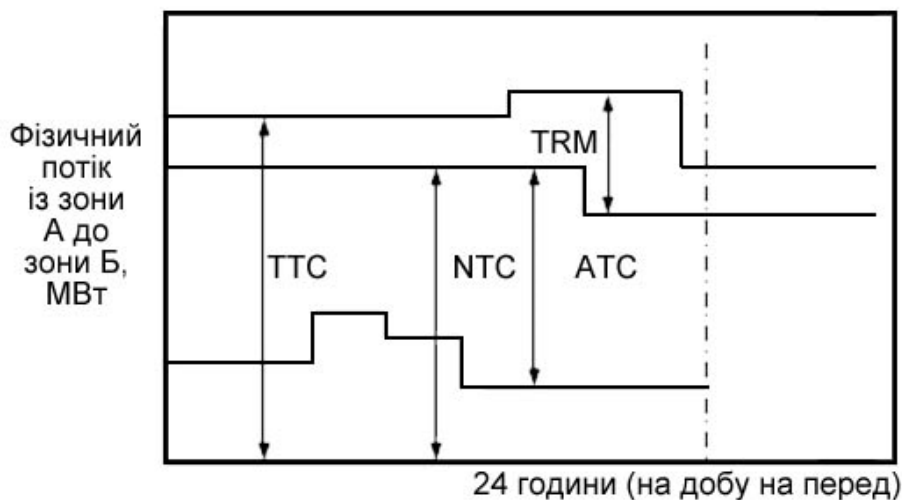


Рисунок 3.1 – Часові проміжки розрахунку пропускної спроможності міжсистемних перетинів

Загальна пропускна спроможність (Total Transfer Capacity – TTC) визначається на основі розрахунку потокорозподілу як максимально допустимий потік між двома контрольними зонами з урахуванням технологічних та мережевих обмежень, а також прогнозу навантажень.

З метою врахування необхідних запасів пропускної спроможності для забезпечення надійності передавання електроенергії показник TTC зменшується на так званий допустимий запас надійності передачі (Transmission Reliability Margin – TRM). Цей запас визначає значення TTC, що не може бути використаним для комерційних цілей, і має бути зарезервованим для оперативного управління енергосистемою з боку системного оператора.

Значення TRM обумовлюється:

- відхиленнями фізичних потоків під час первинного та вторинного регулювання частоти та потужності,
- регулюванням напруги та реактивної потужності,

- обмеженням по нагріву проводів та відповідно збільшенням втрат в електричній мережі або вихід з ладу ЛЕП,
- похибками при зборі даних та похибками вимірювання.

Кожна пара країн при здійсненні міждержавної торгівлі має узгодити певне значення TRM з метою визначення напрямку передавання електроенергії, а у разі виникнення розбіжностей кожен системний оператор буде підтримувати таке значення TRM, яке забезпечує надійність своєї енергосистеми. При розрахунках TRM може використовуватися ретроспективна інформація щодо обмежень в певному періоді часу які мають закладатися у розрахункову модель. Якщо обмеження з'являється з боку енергосистеми іншої країни, то необхідним є врахування цього обмеження при визначенні власного значення TRM.

Різниця між TRM та TTC визначає чисту (корисну) пропускну спроможність (Net Transfer Capacity – NTC), яка і використовується у якості максимально можливої пропускну спроможності перетину між контрольованими зонами або країнами. Для отримання NTC з урахуванням технологічних та режимних обмежень необхідним є згода системних операторів щодо дії таких обмежень.

Таким чином, значення $NTC = TTC - TRM$ відповідає максимально можливому обміну електроенергією між контрольованими зонами або країнами з урахуванням вимог регламентуючих документів щодо забезпечення надійності та стійкості кожної контрольованої зони.

Крім того, з урахуванням раніше наданих прав щодо використання пропускну спроможності або інших обмежень, що визначені заздалегідь, остаточною пропускну спроможністю, яка може бути розміщена на ринку пропускну спроможності та використовуватися у комерційних цілях, є доступна до розподілу пропускну спроможність (Available Transmission Capacity – ATC). Відношення між значеннями NTC та ATC при плануванні та розподілі пропускну спроможності відображені на рисунку 3.2.

При визначенні АТС також має враховуватись загальна сума прав вже розподіленої пропускної спроможності (Already Allocated Capacity - AAC), яка визначається як зарезервована пропускна спроможність або на основі розрахунку потокорозподілу в залежності від методу, що використовується для розподілу пропускної спроможності. Таким чином АТС може бути розрахована, виходячи із значення ААС, так, що: $ATC = NTC - AAC$.

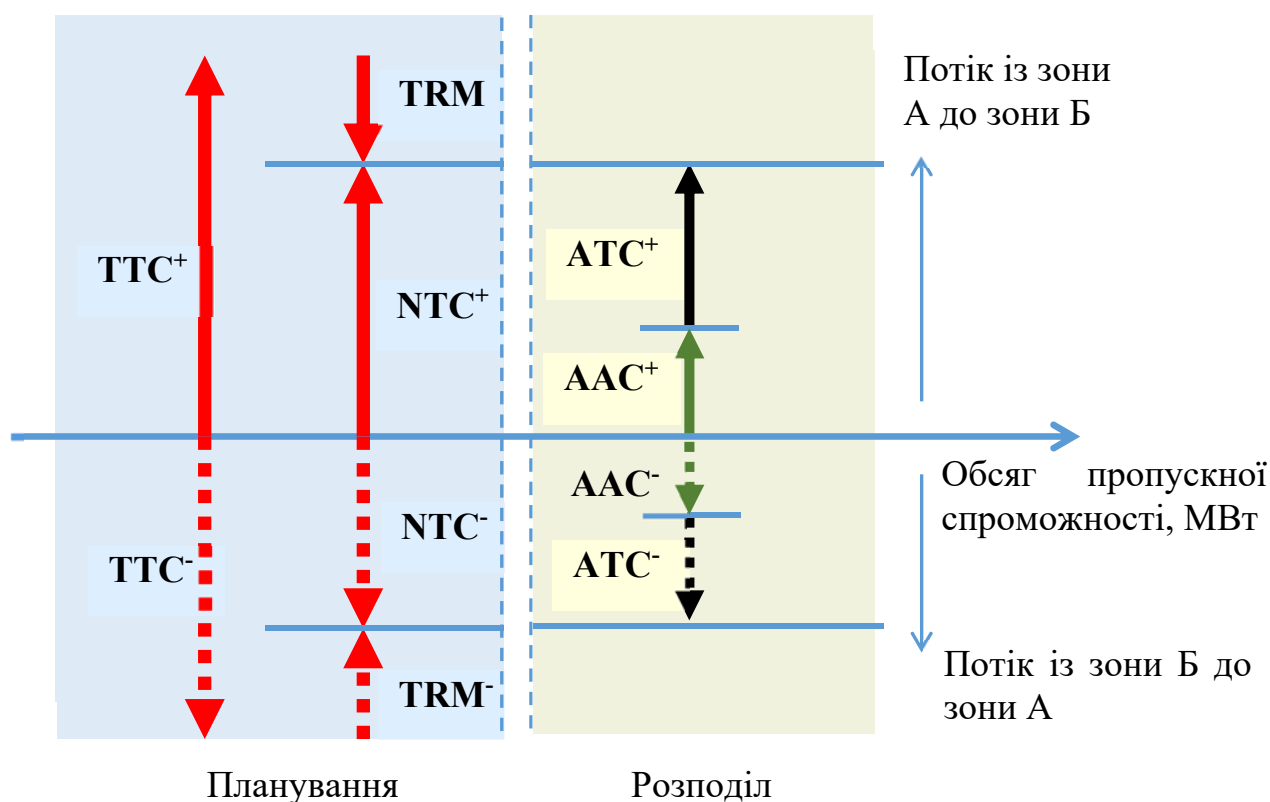


Рисунок 3.2 – Відношення між значеннями NTC та АТС при плануванні та розподілі пропускної спроможності

Для надання інформації учасникам ринку електричної енергії, зокрема і в частині міждержавної торгівлі, ETNSO-E публікує прогнозовані значення NTC («очікуване максимальне значення») на періоди «зима» – «літо», хоча ці показники не є фіксованими значеннями протягом всього сезону. В загальному випадку NTC може бути розрахована на щомісячній, щотижневій та щодобовій основі.

На сьогоднішній день розроблено багато різних методик урахування мережевих обмежень. При виборі однієї з існуючих чи при розробці нової методики слід визначитися з:

- метою, яку прагне досягнути оператор ринку електроенергії;
- ресурсами, які орган регулювання має для досягнення визначеної мети.

Існує сім можливих цілей, які слід враховувати при підготовці та прийнятті рішень щодо обмежень на потоки електроенергії по міжсистемним зв'язкам:

1. Зниження важливості національних кордонів як обмежувального чинника ринку електроенергії з метою посилення конкуренції між виробниками та постачальниками.

2. Стимулювання та заохочування інвестицій у електричні мережі, необхідних для виправлення критичних «вузьких місць», що сприятиме зниженню цін на електроенергію для споживачів.

3. Стимулювання та заохочування інвестицій у електричні мережі, необхідних для диверсифікації джерел постачання електроенергії, що має на меті посилення національної енергетичної безпеки.

4. Моніторинг переобтяжень, використовуючи ринкові механізми та цінові сигнали замість способів, заснованих на регулюванні та нормуванні використання пропускної спроможності.

5. Створення системи платежів, якою встановлюється адекватна компенсація послуг з передачі електроенергії, що надаються на рівні регіонального ринку електроенергії.

6. Запровадження механізму аукціону на купівлю-продаж пропускної спроможності на кшталт ринку на добу наперед.

7. Забезпечення стабільності високовольтних мереж на рівні лібералізованого регіонального ринку електроенергії з незалежними постачальниками та великою кількістю учасників.

8. Співпраця регулюючого органу з системним оператором для розробки правил використання резервів міжсистемних потоків.